

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 110/6 кВ “Гусинская”

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.ТРП

2020

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии ”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

Установка приборов учета на ВЛ – 6(10) кВ и РП – 6 кВ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.ТРП

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта											
Обозначение			Наименование					Примечание			
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.ВД			Ведомость ТРП								
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.ТП			Общие данные								
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.С 1			Схема структурная								
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.СБ			Схема однолинейная								
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.С 5			Схема подключения								
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.СА			Чертеж установки технических средств								
Ведомость ссылочных и прилагаемых документов											
Обозначение			Наименование					Примечание			
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.В 4			Спецификация оборудования и материалов								
<p>Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТРП</p>											
Согласовано							<div>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.ВД</div> <div>Установка приборов учета на ВЛ –6(10) кВ и РП –6 кВ</div> <div>ООО "Инэнерготех"</div>				
Взам. инв. №							<div>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.ВД</div> <div>Установка приборов учета на ВЛ –6(10) кВ и РП –6 кВ</div> <div>ООО "Инэнерготех"</div>				
Подпись и дата							<div>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.ВД</div> <div>Установка приборов учета на ВЛ –6(10) кВ и РП –6 кВ</div> <div>ООО "Инэнерготех"</div>				
Инв. № подл.							<div>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.ВД</div> <div>Установка приборов учета на ВЛ –6(10) кВ и РП –6 кВ</div> <div>ООО "Инэнерготех"</div>				

Общие данные

Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на пункты коммерческого учета (ПКУ).

Технорабочий проект выполнен на основании:

- Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;
- Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 6–10 кВ. Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:

- Интеллектуальные приборы учета РИМ 384.01/2 (РИМ 384.02/2), производства компании ЗАО «Радио и Микроэлектроника»;

- Приборы учета Фобос 3Т, производства ООО «Телематические решения».

Перечень точек измерения АИИС КУЭ ПКУ приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

Характеристики прибора учета РИМ

Прибор учета соответствует требованиям ГОСТ Р 52320–2005, ГОСТ Р 52323–2005, ГОСТ Р 52425–2005 в части метрологических характеристик при измерении активной и реактивной энергии;

Сертифицирован в России.

Внесены в Государственный реестр средств измерений России.

Взам. инв. №	Подпись и дата									
Инв. № подл.	Разраб.	Логашева		2020		ИЗТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.ТП	Стадия	Лист	Листов	
	Провер.	Козлов		2020			Р	1	4	
							ООО "Инэнерготех"			
	Утв.	Савченко		2020						

Установка приборов учета на
ВЛ –6(10) кВ и РП –6 кВ

Технические особенности

- Размещение непосредственно на ЛЭП 6/10 КВ (защита от хищения);
- ИПУЭ выполняют архивирование показаний в журналах;
- Работа как автономно, так и в составе АИИС КУЭ;
- Защита данных и параметров выполнена с помощью 2-х уровневой пароля;
- Высокая устойчивость к механическим, климатическим, а также электромагнитным воздействиям;
- Осуществляет контроль качества электрической энергии по установленному отклонению напряжения и частоты по ГОСТ 13109-97, ГОСТ Р 51317.4.30-2008;
- При фиксации прибором учета события «Превышение установленного порога мощности нагрузки» (УПМК), ИПУЭ кроме отправки SMS сообщения, отправляет сообщение по служебному радиоканалу RF1, которое может использоваться для реализации функции отключения нагрузки потребителя;
- Приборы учета имеют тарификатор, работающий по сигналам времени спутников GPS/GLONASS, и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии по временным тарифным зонам;
- Для конфигурирования, параметрирования и локального обмена данными в приборе учета используются:
 - интерфейс RF1, который совместно с МТ работает на расстоянии до 100 м от счетчика;
 - GSM/GPRS модем.
- Межповерочный интервал 10 лет.

Счетчик обеспечивает

- Учет активной электроэнергии по восьми тарифам, 4-м квадрантам, суммарно по фазам ;
- Учет реактивной энергии, 4-м квадрантам, суммарно по фазам ;
- Измерение:
 - линейное напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение, пофазно;
 - частота питающей сети;
 - мощность активная (по 4 квадрантам), суммарно по фазам;
 - мощность реактивная (по 4 квадрантам), суммарно по фазам;
 - мощность полная (по модулю), суммарно по фазам;
 - напряжение прямой последовательности;
 - ток, среднеквадратическое (действующее) значение, пофазно;
 - удельная энергия потерь в цепях тока, суммарно по фазам;
 - коэффициент реактивной мощности цепи ($\tan \varphi$), суммарно по фазам;
 - коэффициент мощности ($\cos \varphi$), суммарно по фазам;
 - температура внутри корпуса ДИЭ.
- Ведение месячного, суточного журнала. Состав журнала:
 - активная электроэнергия по 8-ми тарифам;
 - активная энергия (импорт) суммарно по тарифам;
 - активная энергия (экспорт) без тарификации;

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.ТП	Лист
							2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- реактивная энергия (импорт);
- реактивная энергия (экспорт).

• Ведение профилей нагрузки и напряжения с программируемым интервалом из ряда 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут. В профиль включены:

- количество потребленной активной энергии на выбранном интервале (приращение показаний по активной энергии), (импорт);
- количество потребленной активной энергии на выбранном интервале (приращение показаний по активной энергии), (экспорт);
- количество потребленной реактивной энергии на выбранном интервале, импорт (приращение показаний);
- количество потребленной реактивной энергии на выбранном интервале, экспорт (приращение показаний);
- профиль напряжения сети.

- Ведение журнала включений/выключений;
- Ведение журнала коррекций;
- Ведение журнала параметров качества электроэнергии;
- Ведение журнала выхода за установленный порог мощности;
- Ведение журнала событий по $\lg \varphi$;
- Передачу результатов измерений по радиоканалу, GSM, GPRS.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.ТП	Лист	
											3
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

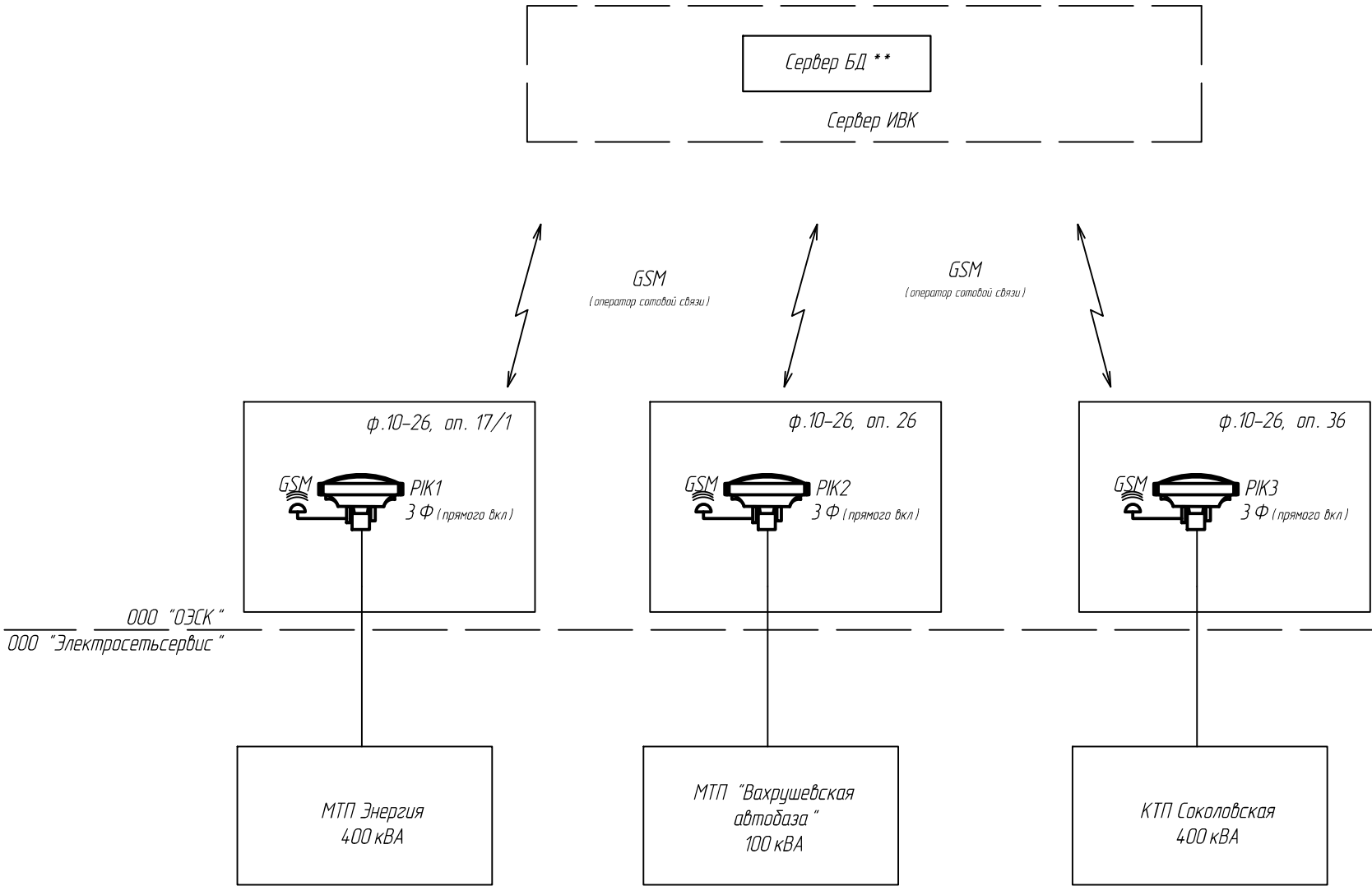
Приложение №1

Поз.	Наименование присоединения	Тип ПУ	класс точности	Место установки
1	ф.10-26 оп.17/1 МТП Энергия 400 кВА	РиМ 384.02/2	0,5S	оп.17/1
2	ф.10-26 оп.26 МТП "Вахрушевская автобаза" 100 кВА	РиМ 384.02/2	0,5S	оп.26
3	ф. 10-26 оп. 36 КТП Соколовская 400 кВА	РиМ 384.02/2	0,5S	оп.36
4	ф. 6-13-П оп.18 ТП Пивзавод	РиМ 384.01/2	0,5S	оп.18
5	ф. 6-16 оп.19 ТП Пивзавод	РиМ 384.01/2	0,5S	оп.19
6	ф. 6-13 оп.6/1 ООО "КЗГО"	РиМ 384.01/2	0,5S	оп.6/1
7	ф. 6-26 оп.7/1 ООО "КЗГО"	РиМ 384.01/2	0,5S	оп.7/1
8	РП-17 яч. 6	Фодос 3Т	0,5S	яч.6
9	РП-17 яч. 8	Фодос 3Т	0,5S	яч.8
10	ф. 6-20-К оп.70 КТП 25 кВА Уличное освещение	РиМ 384.01/2	0,5S	оп.70
11	ф. 6-2-К оп.4 КНС №7	РиМ 384.01/2	0,5S	оп.4
12	ф. 6-20-К оп.78 РП-6	РиМ 384.01/2	0,5S	оп.78
13	ф. 6-20-К оп.79 РП-6	РиМ 384.01/2	0,5S	оп.79

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.ТП	Лист
										4
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Согласовано			
Взам. инв. №			
Подпись и дата			
Инв. № подл.			

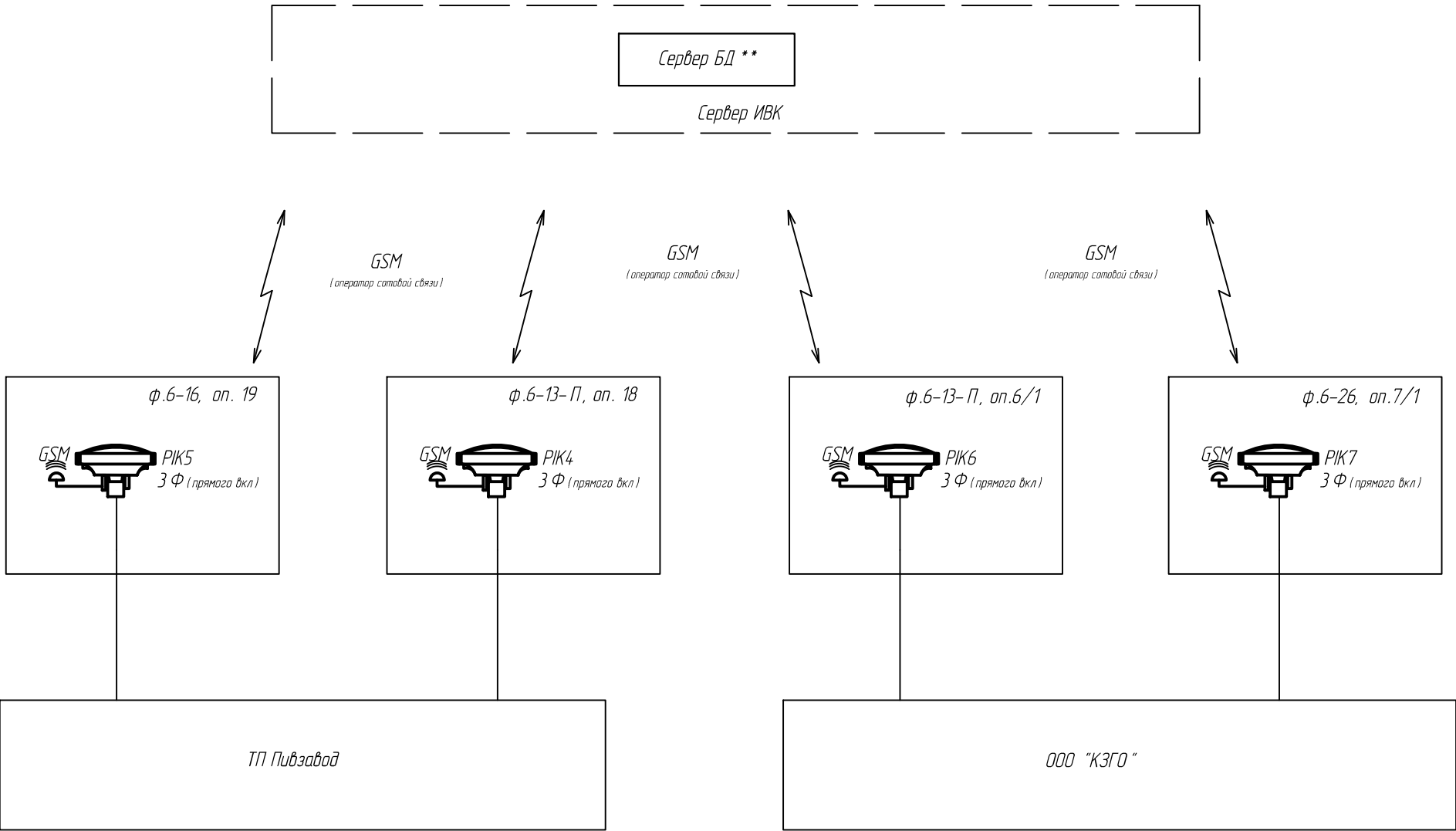
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK1, PIK2, PIK3	Интеллектуальный прибор учета РИМ 384.02/2	3	



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.ПКУ.РД.С 1			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК "			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка приборов учета на ВЛ –6(10) кВ и РП –6 кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	4
Провер.	Козлов				2020				
						Схема структурная	ООО "Инэнерготех "		
Утв.	Савченко				2020				

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK4, PIK5, PIK6, PIK7	Интеллектуальный прибор учета РИМ 384.01/2	4	

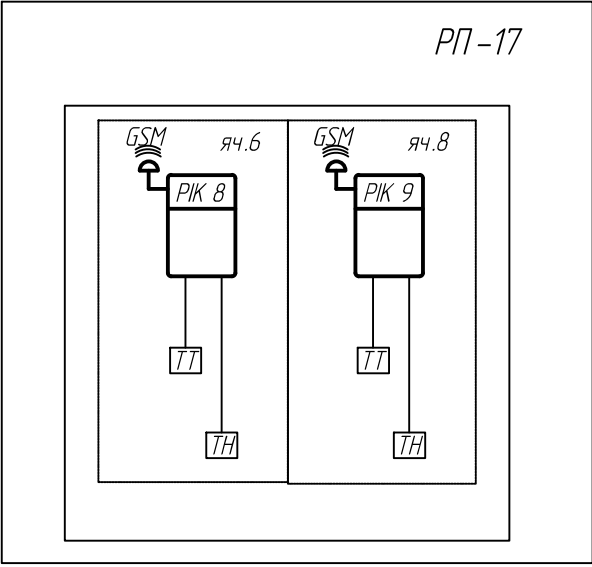
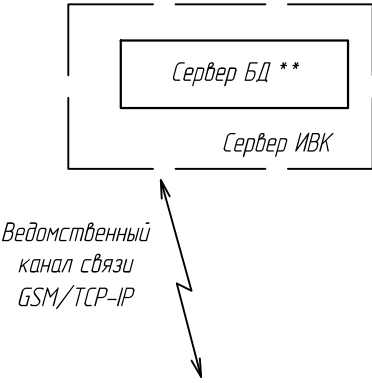


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКУ.РД.С1	Лист
							2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РКВ, РК9	Счетчик электроэнергии Фабас 3 Т с GSM- модемом	2	



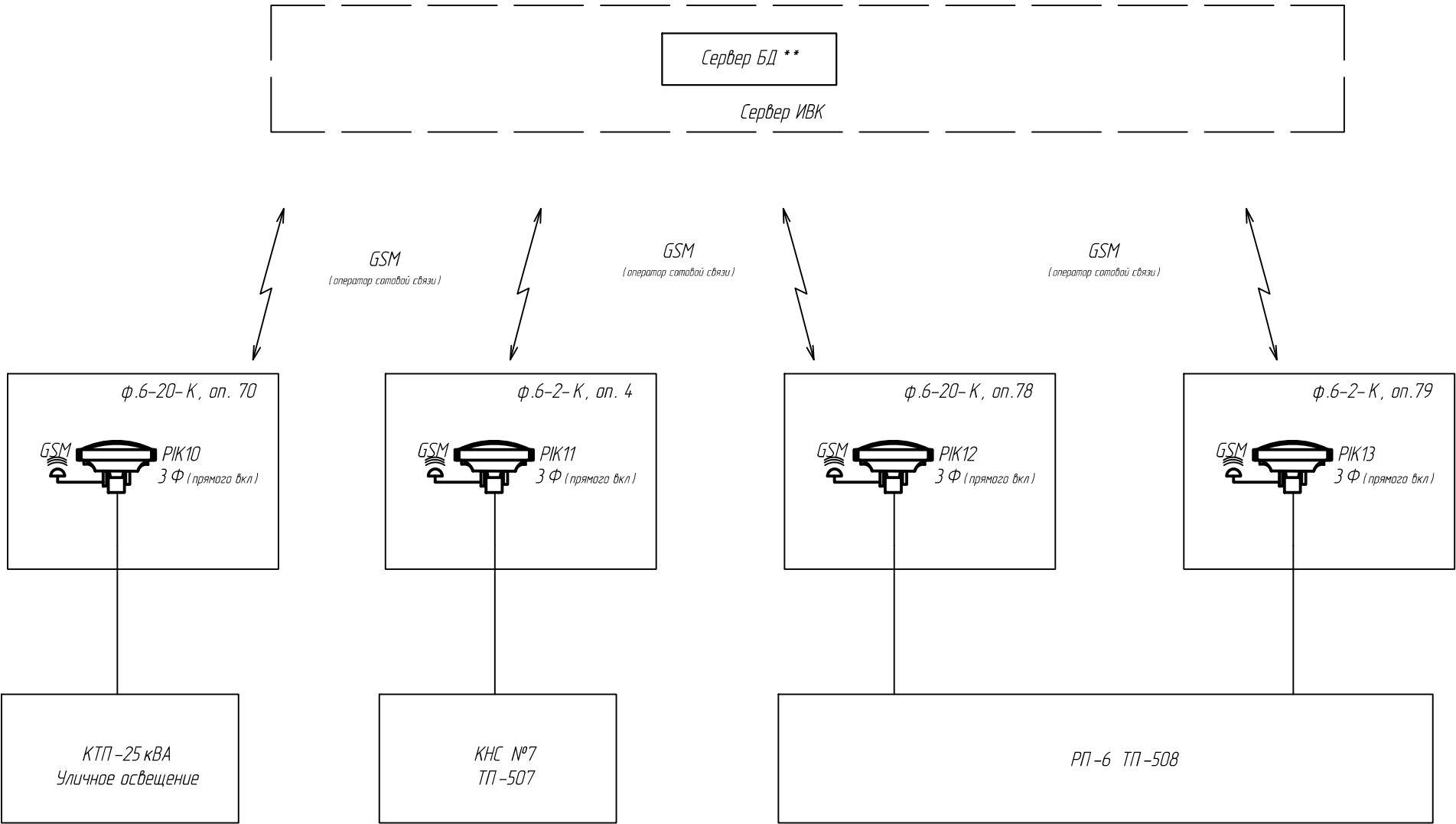
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

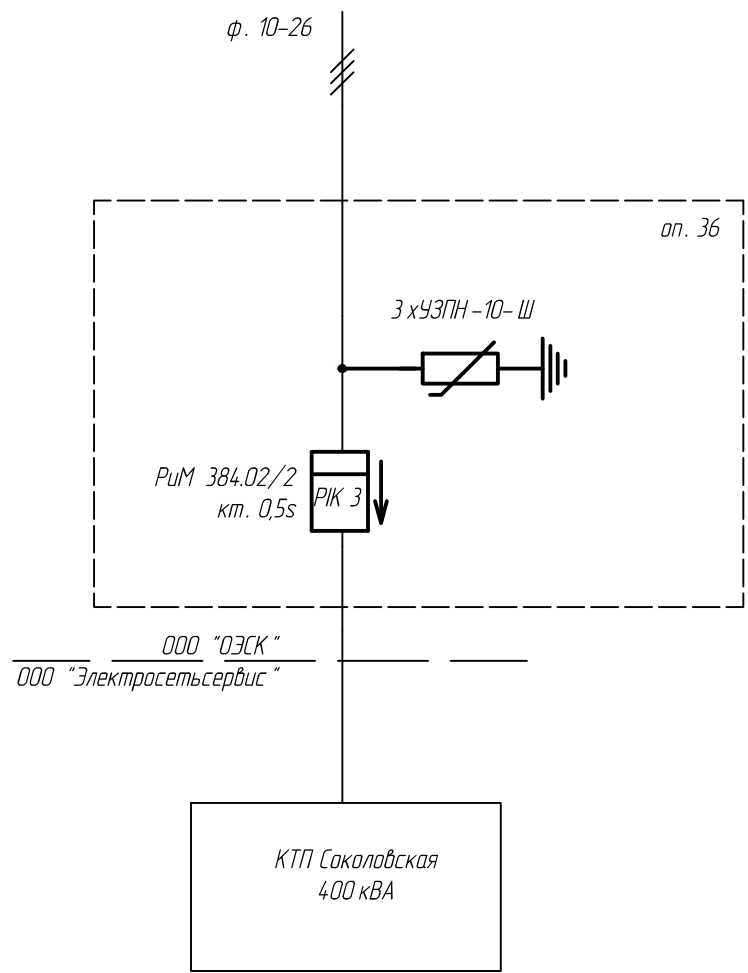
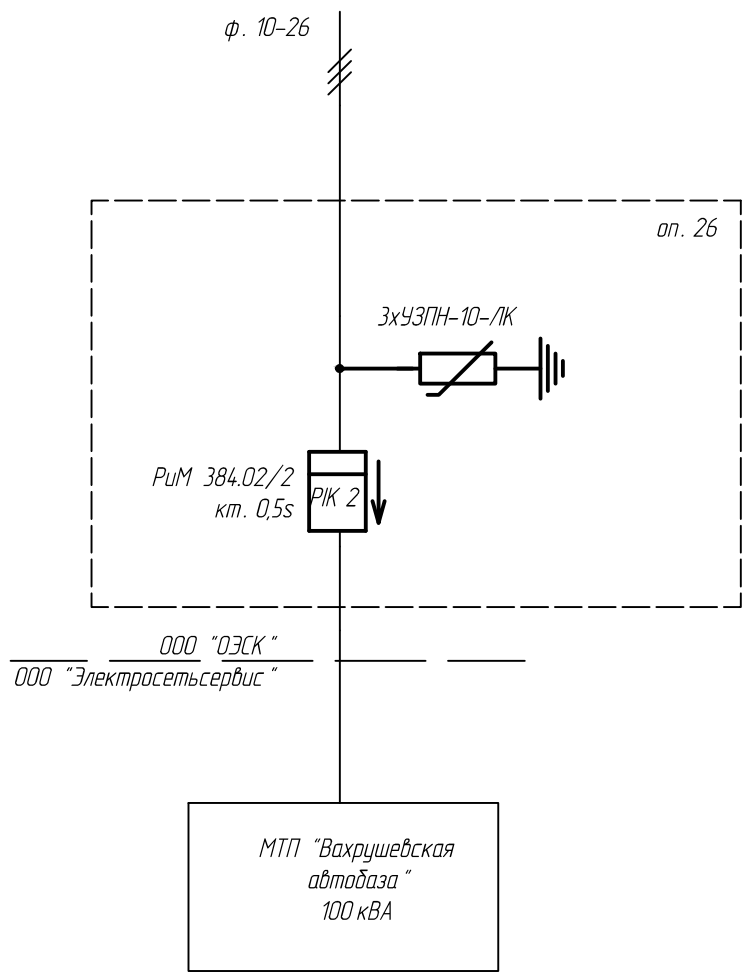
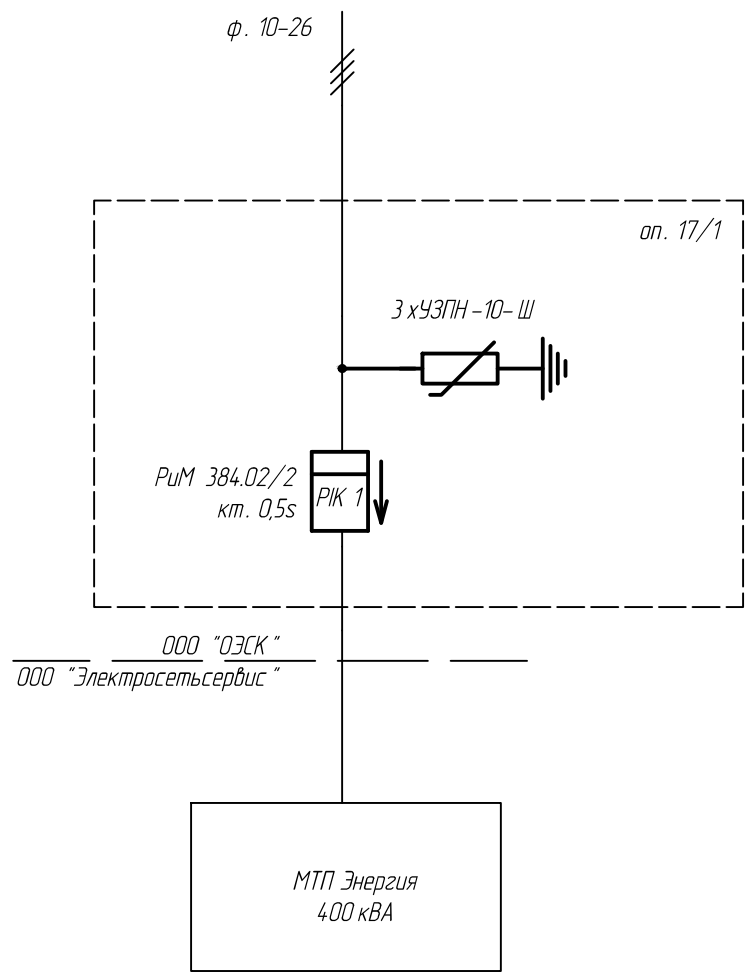
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	----------	------	--------	-------	------

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.С1

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK10, PIK11, PIK12, PIK13	Интеллектуальный прибор учета РИМ 384.01/2	4	



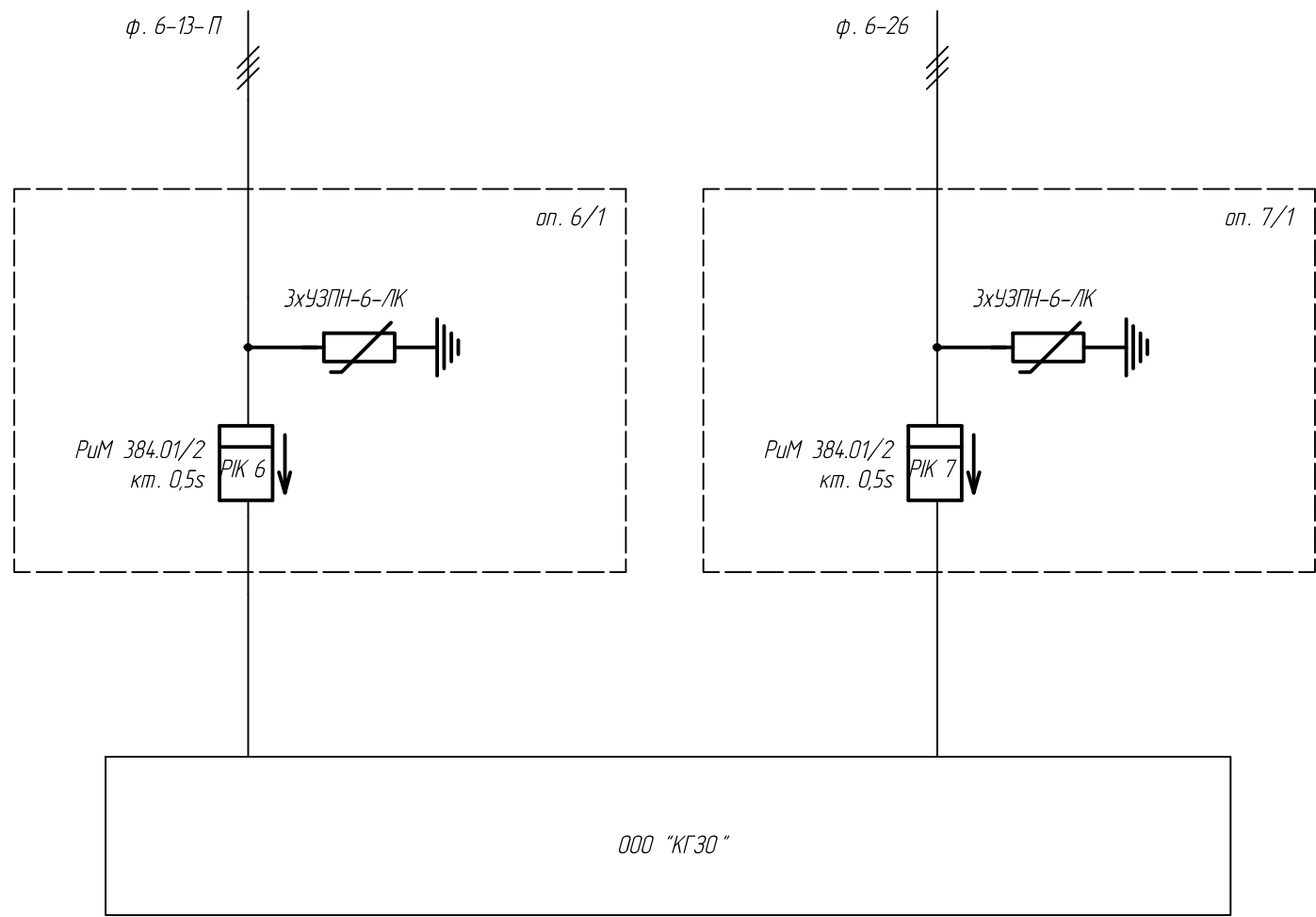
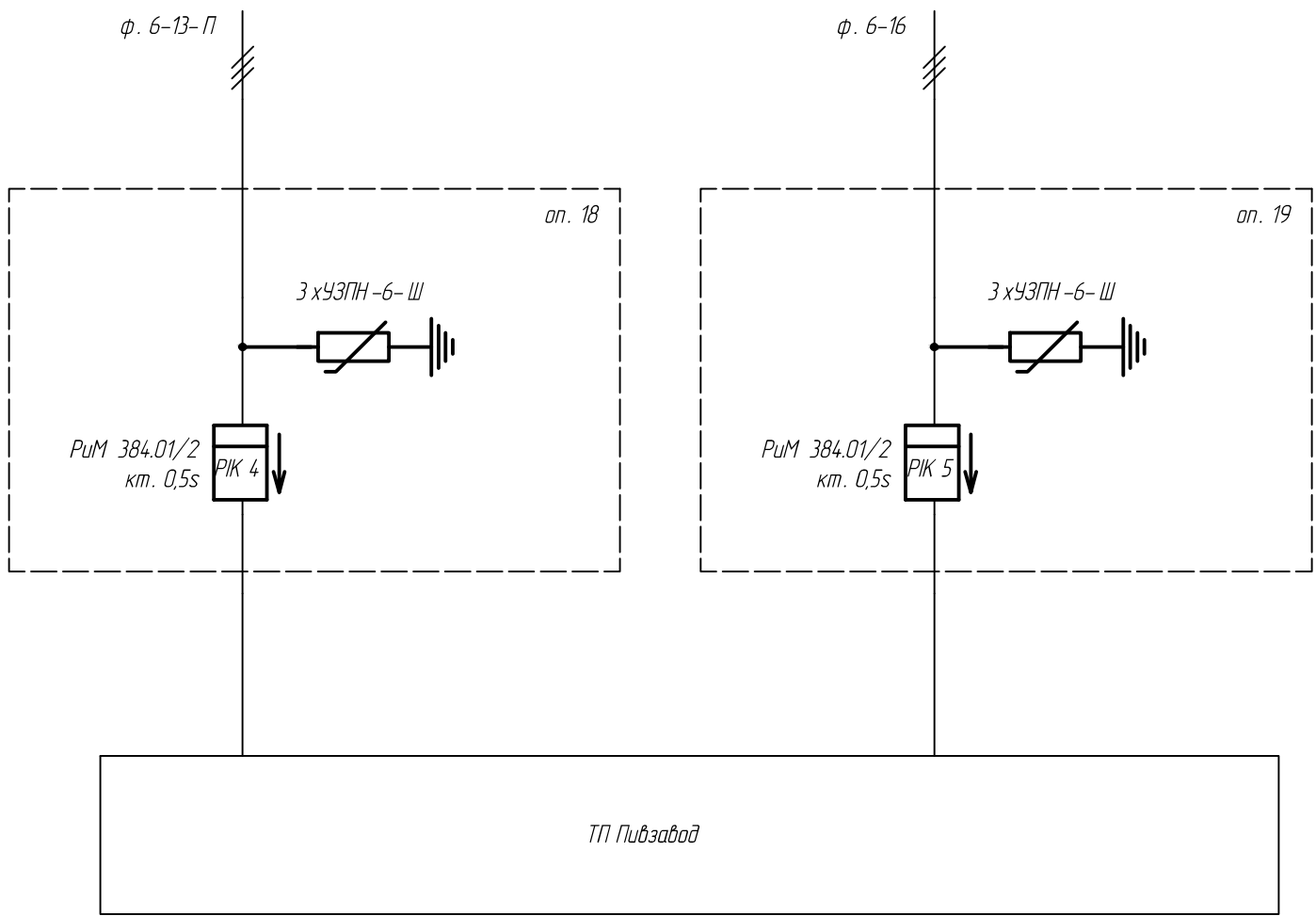
Инд. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.ПКУ.РД.СБ			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК "			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка приборов учета на ВЛ-6(10) кВ и РП-6 кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	4
Провер.		Козлов			2020				
						Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех "		
Утв.		Савченко			2020				

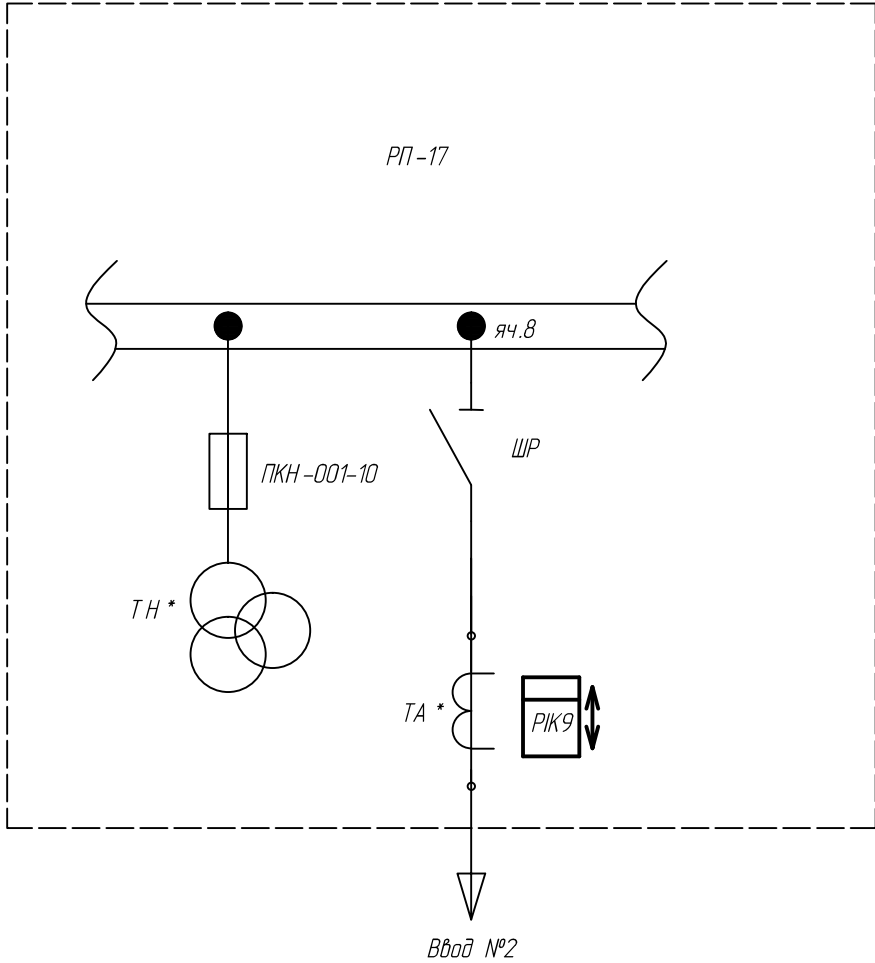
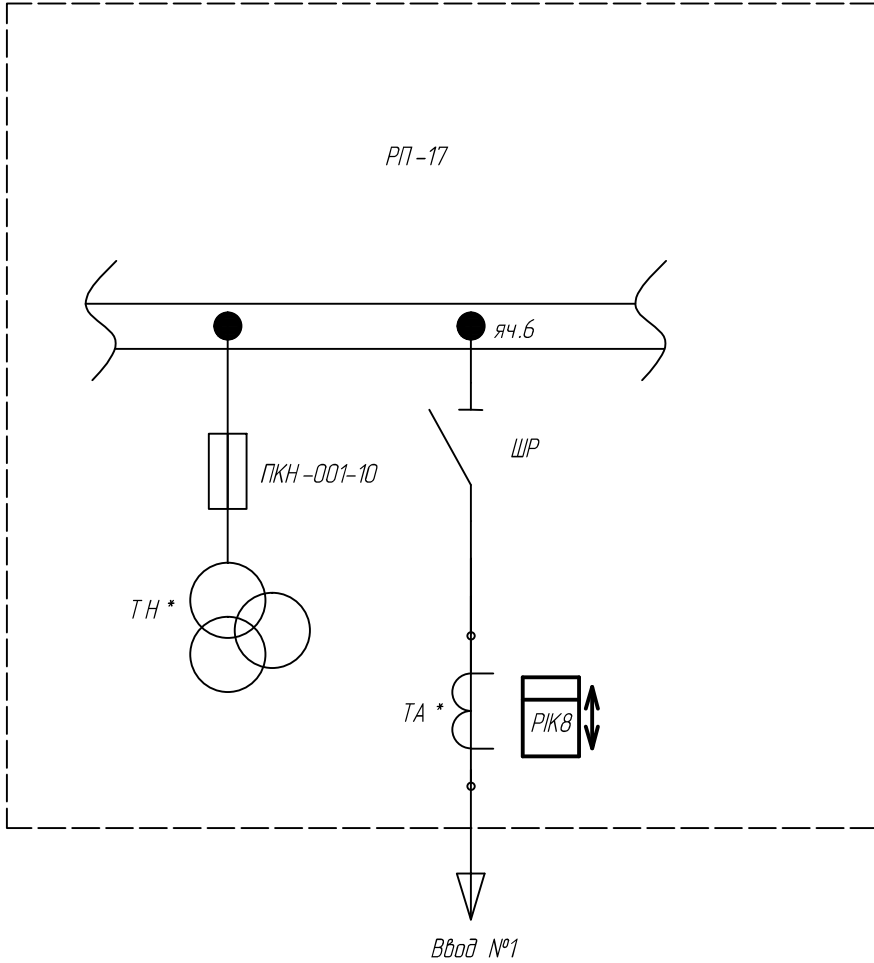
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКУ.РД.СБ

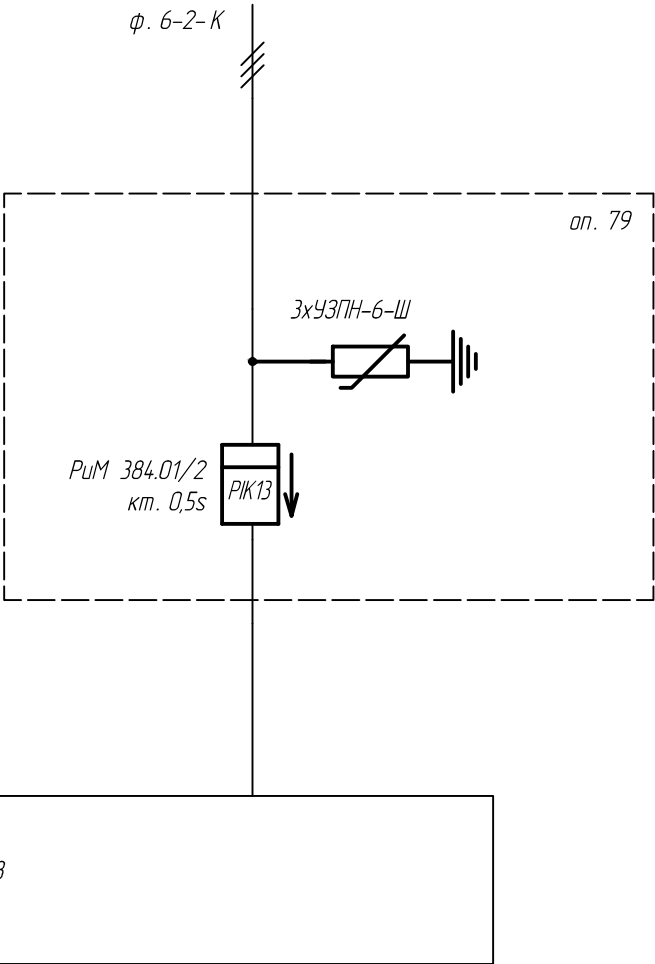
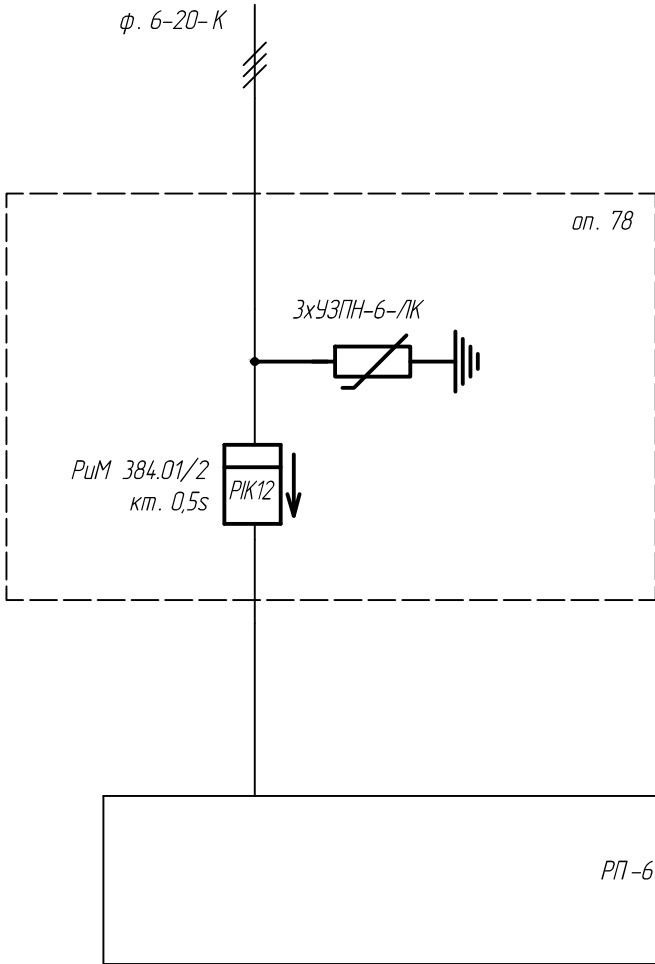
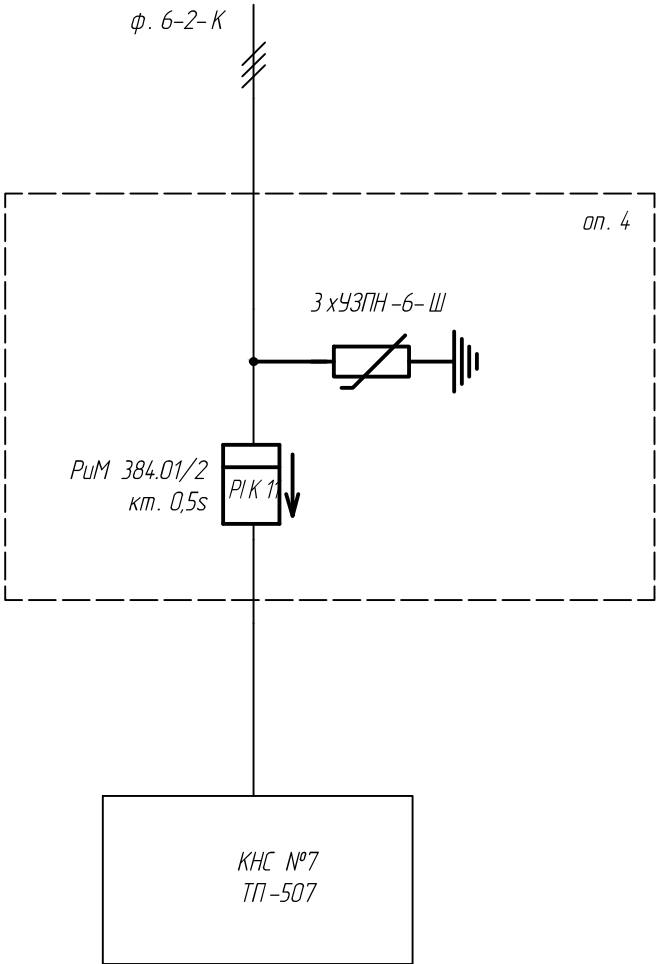
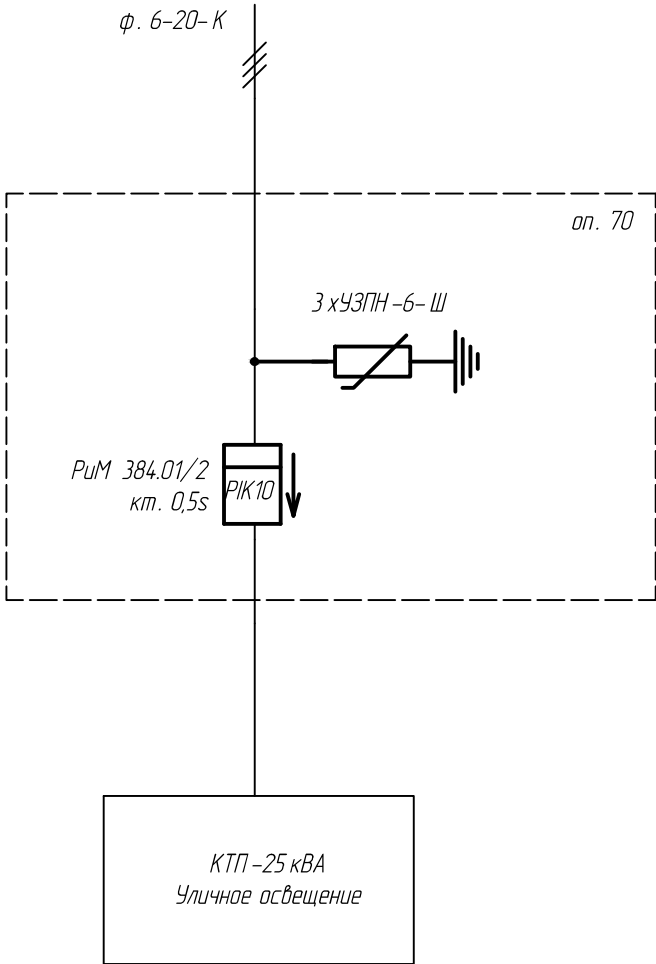
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКУ.РД.СБ

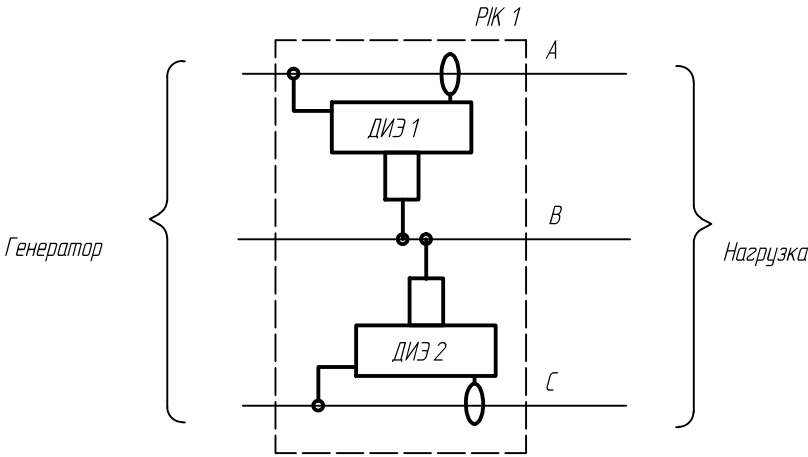
Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	



Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКУ.РД.СБ

Схема подключения РИМ 384



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.С 5

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Логашева			2020
Провер.		Козлов			2020
Утв.		Савченко			2020

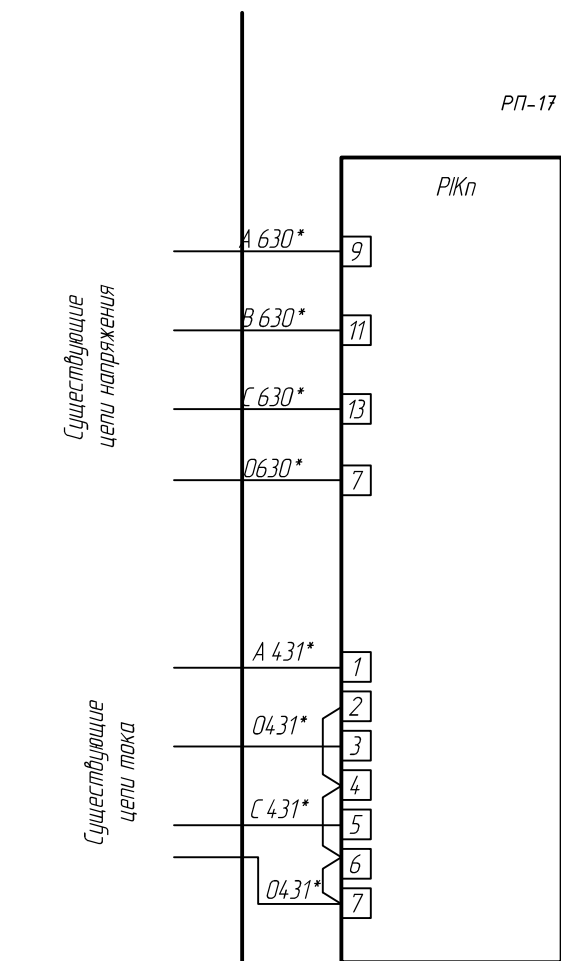
Установка приборов учета на
ВЛ -6(10) кВ и РП -6 кВ

Стадия	Лист	Листов
Р	1	2

Схема подключения

ООО "Инэнерготех"

Присоединение ф. N



РП-17 яч. b

РКп

Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	яч. b	РКп
РП-17 ввод 1 яч. 6	6	7
РП-17 ввод 2 яч. 8	8	8

Существующее
оборудование РП-17

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД)

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

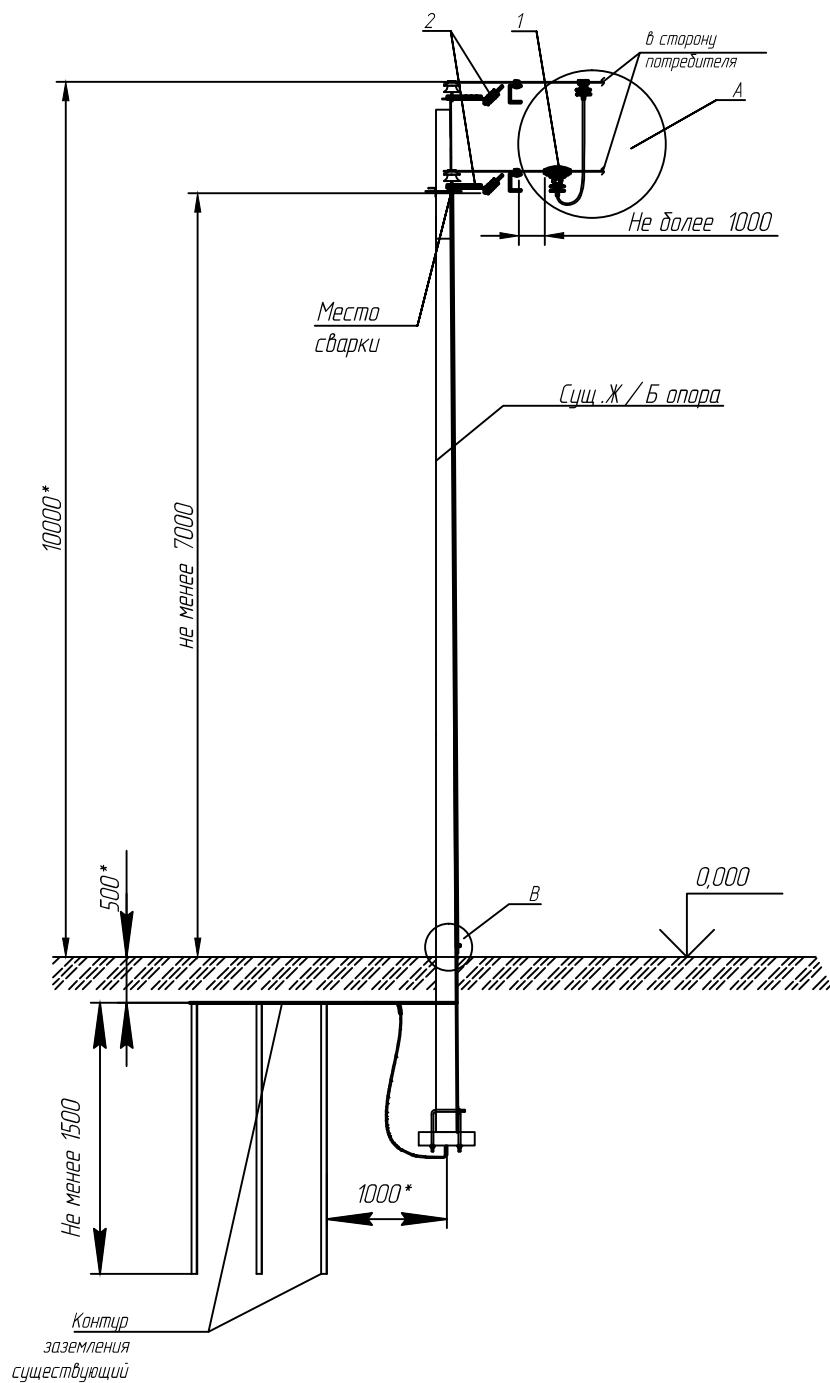
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЕТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.С5

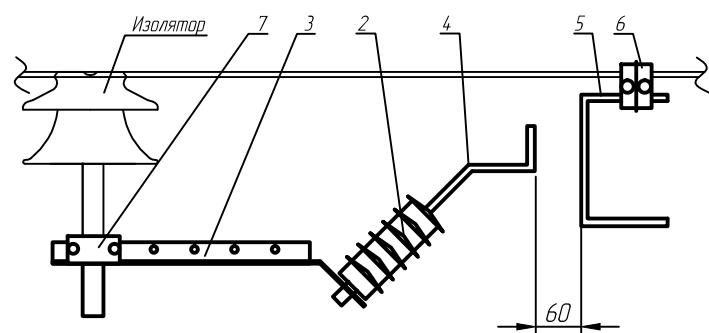
Лист

2

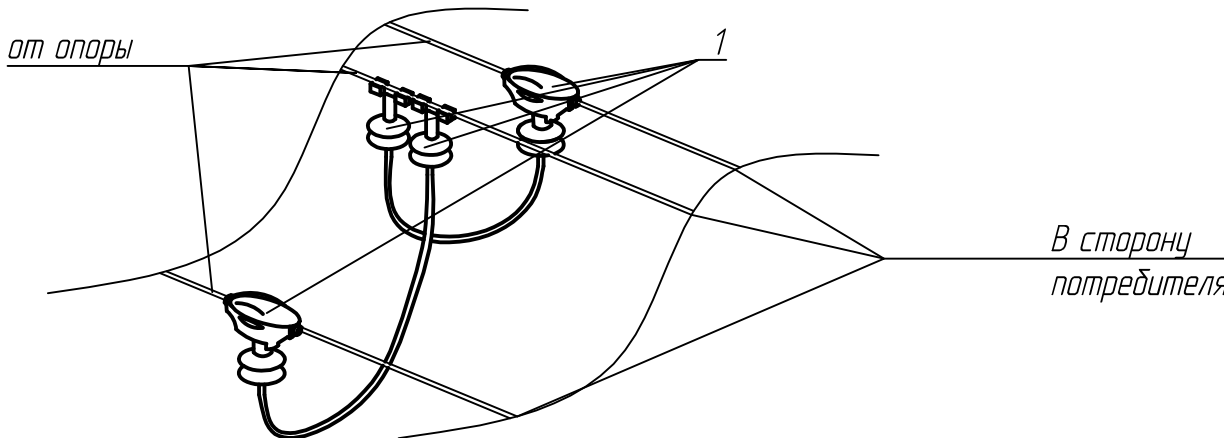
Упрощенный вид сборки Ж / б опоры №7/1 ф.10-26 ВЛ-10 кВ



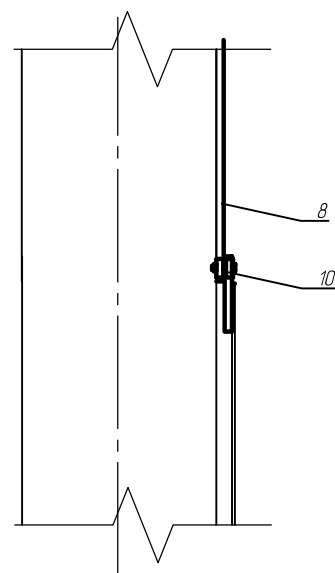
Крепление УЗПН-10-Ш на изолятор штыревой



Узел А
АксонOMETрическая схема установки счетчика РИМ 384



Узел В



- 1. * - Размер для справок.
- 2. Заземление УЗПН произвести отдельным спуском, путем присоединения к существующему контуру заземления.
- 3. Заземление выполнить используя круг 6.
- 4. На заземляющие спуски и места их соединения нанести антикоррозийную защиту.
- 5. Утолщенной линией показано внабь устанавливаемое оборудование.
- 6. УЗПН устанавливают на каждую фазу, на высоту не менее 7 м.

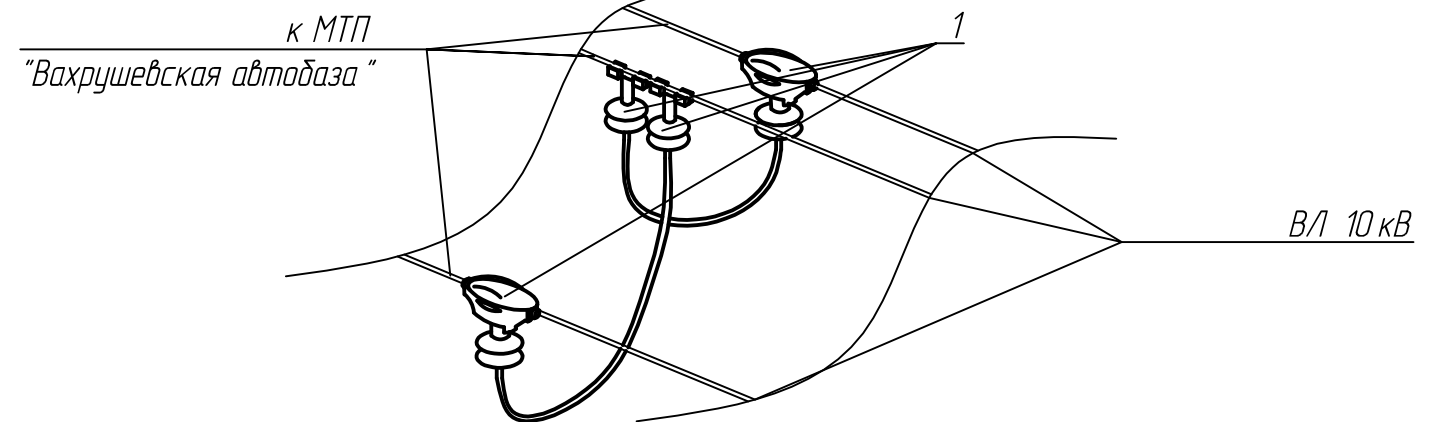
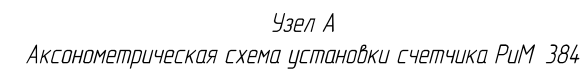
						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ПКУ.РД.СА			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка приборов учета на ВЛ-6(10) кВ и РП-6 кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	23
Провер.	Козлов				2020	Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

<i>Поз.</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Кол.</i>	<i>Примечание</i>
1	РК1	Счетчик РИМ 384.02/2	1	
		Устройство защиты от перенапряжений УЗПН-10- Ш в составе :		поз.2...7
2		Ограничитель перенапряжения ОПН	3	
3		Кронштейн	3	
4		Электрод №1	3	
5		Электрод №2	3	
6		Зажим прокалывающий	3	
7		Хомут	3	
8		Круг 6 ГОСТ 2590-2006	10	м
9		Эмаль "Полимерон "	0,5	кг
10		Зажим плашечный ПС -2-1А	1	

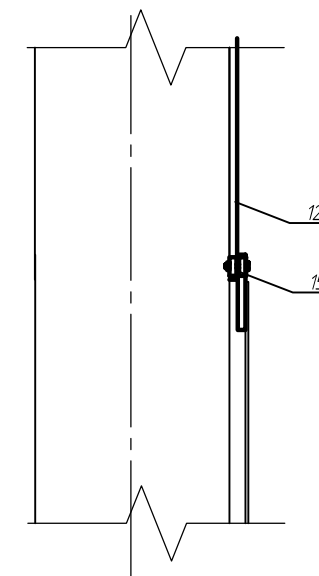
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА	Лист
							2

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



Узел Б



1. * – Размер для справок.
2. Заземление УЗПН произвести отдельным спуском, путем присоединения к существующему контуру заземления.
3. Заземление выполнить используя круг 6.
4. На заземляющие спуски и места их соединения нанести антикоррозийную защиту.
5. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
6. УЗПН устанавливают на каждую фазу, на высоту не менее 7 м.

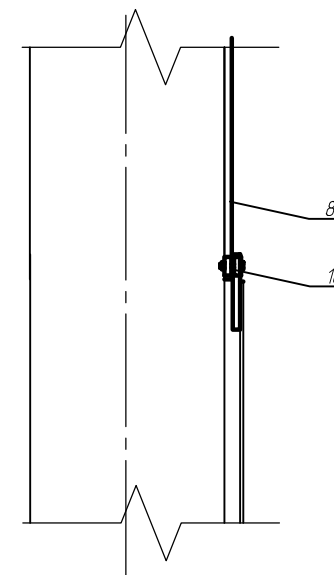
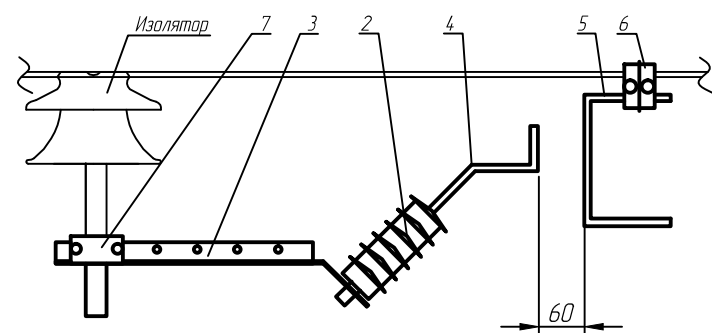
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА	Лист
							3
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

<i>Поз.</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Кол.</i>	<i>Примечание</i>
1	РК2	Счетчик РИМ 384.02/2	1	
		Устройства защиты от перенапряжений УЗПН-10- ЛК в составе:		поз.2...6
2		Ограничитель перенапряжения ОПН	3	
3		Кронштейн №1	3	
4		Электрод №1	3	
5		Электрод №2	3	
6		Кронштейн №2	3	
7		Ушко У2-7-16	3	
8		Серьга СРС-7-16	3	
9		Ушко У1-7-16	3	
10		Звено промежуточное регулируемое ПРР-71	3	
11		Натяжной зажим	3	
12		Круг 6 ГОСТ 2590-2006	20	м
13		Эмаль "Полимерон"	0,5	кг
14		Электрод	5	
15		Зажим пласечный ПС-2-1А	1	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА	Лист
							4

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



1. * – Размер для справок.
2. Заземление УЗПН произвести отдельным спуском, путем присоединения к существующему контуру заземления.
3. Заземление выполнить используя круг 6.
4. На заземляющие спуски и места их соединения нанести антикоррозионную защиту.
5. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
6. УЗПН устанавливают на каждую фазу, на высоту не менее 7 м.

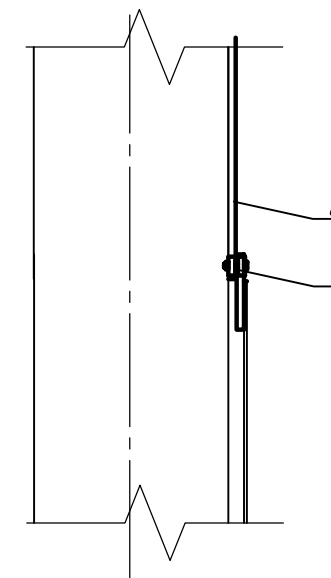
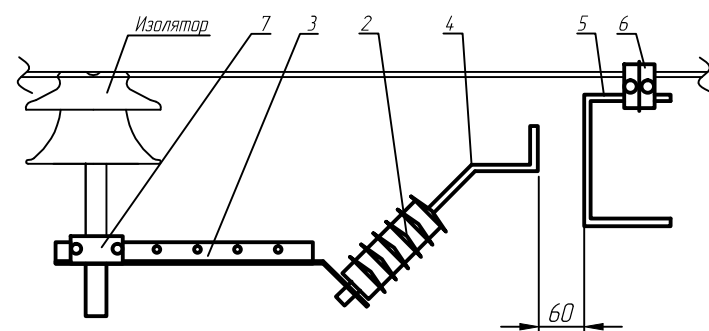
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА	Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		5

<i>Поз.</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Кол.</i>	<i>Примечание</i>
1	РКЗ	Счетчик РИМ 384.02/2	1	
		Устройство защиты от перенапряжений УЗПН-10- Ш в составе :		поз.2...7
2		Ограничитель перенапряжения ОПН	3	
3		Кронштейн	3	
4		Электрод №1	3	
5		Электрод №2	3	
6		Зажим прокалывающий	3	
7		Хомут	3	
8		Круг 6 ГОСТ 2590-2006	10	м
9		Эмаль "Полимерон "	0,5	кг
10		Зажим плашечный ПС -2-1А	1	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА	Лист
							6

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



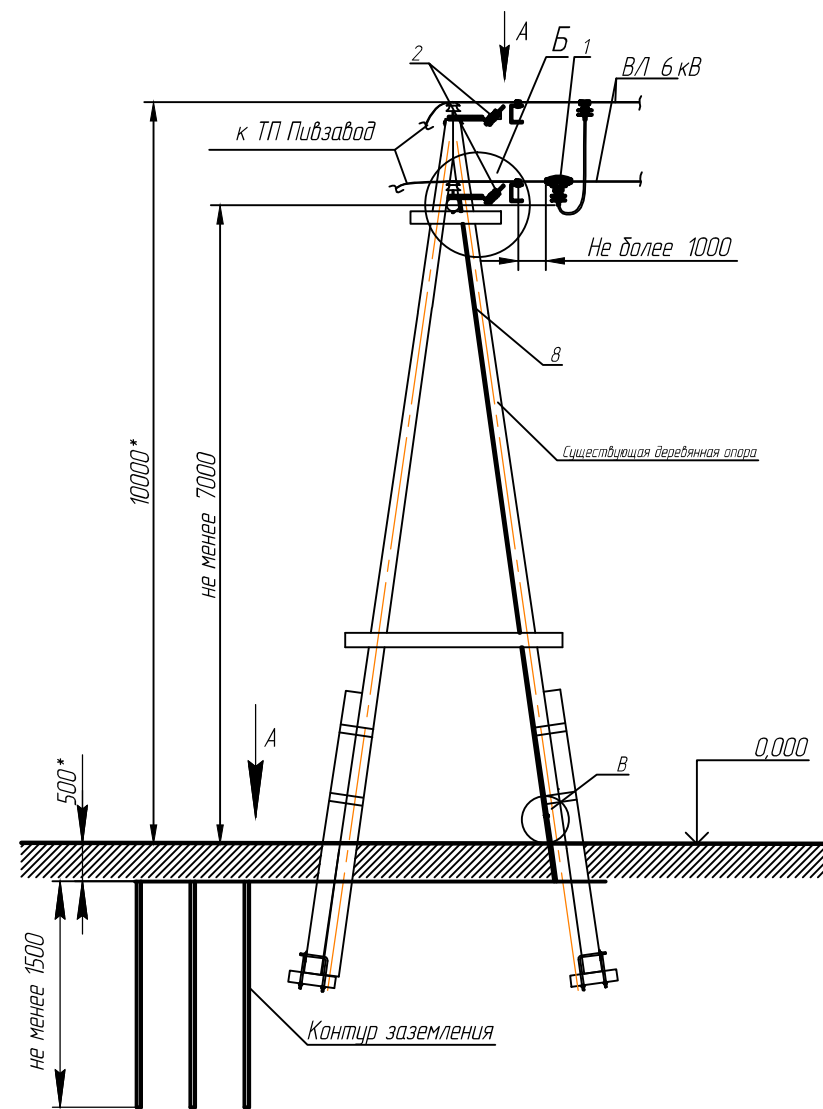
1. * – Размер для справок.
2. Заземление УЗПН произвести отдельным спуском, путем присоединения к существующему контуру заземления.
3. Заземление выполнить используя круг 6.
4. На заземляющие спуски и места их соединения нанести антикоррозийную защиту.
5. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
6. УЗПН устанавливают на каждую фазу, на высоту не менее 7 м.

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА	Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		7

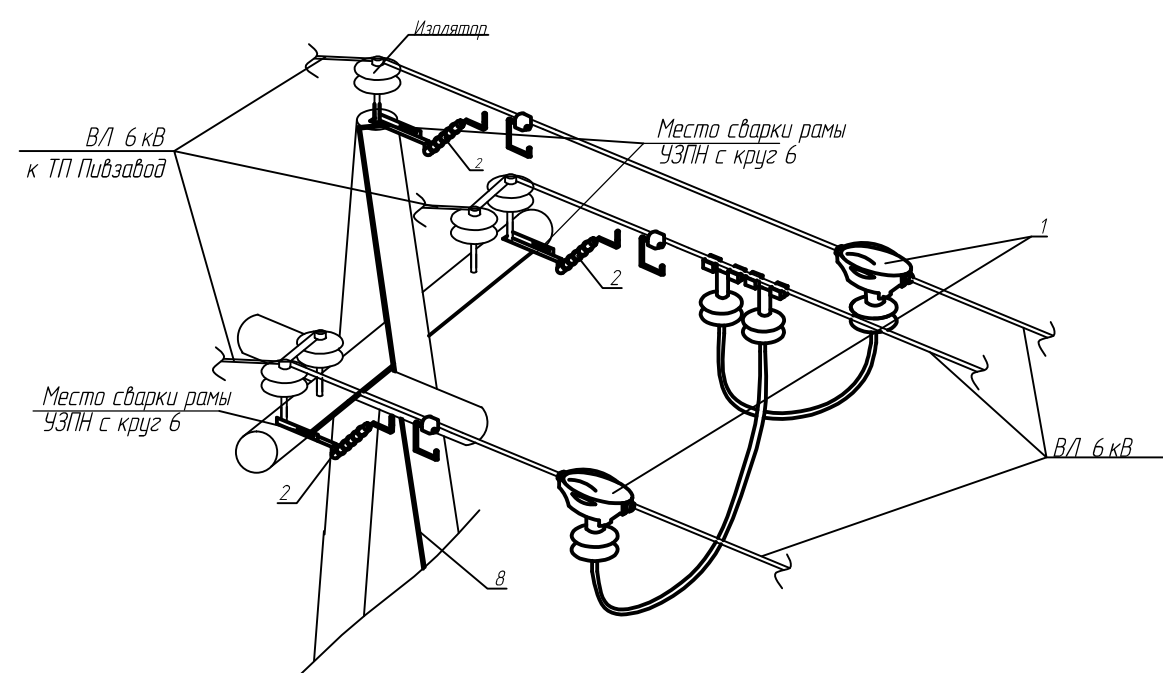
<i>Поз.</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Кол.</i>	<i>Примечание</i>
1	РПК4	Счетчик РИМ 384.01/2	1	
		Устройства защиты от перенапряжений УЗИП-6-Ш в составе:		поз.2...7
2		Ограничитель перенапряжения ОПН	3	
3		Кронштейн	3	
4		Электрод №1	3	
5		Электрод №2	3	
6		Зажим прокалывающий	3	
7		Хомут	3	
8		Круг 6 ГОСТ 2590-2006	10	м
9		Эмаль "Полимерон"	0,5	кг
10		Зажим плашечный ПС-2-1А	1	

<i>Инв. № подл.</i>	<i>Подпись и дата</i>	<i>Взам. инв. №</i>							<i>Лист</i>	
									<i>ИЗТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Кол. уч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>					<i>8</i>

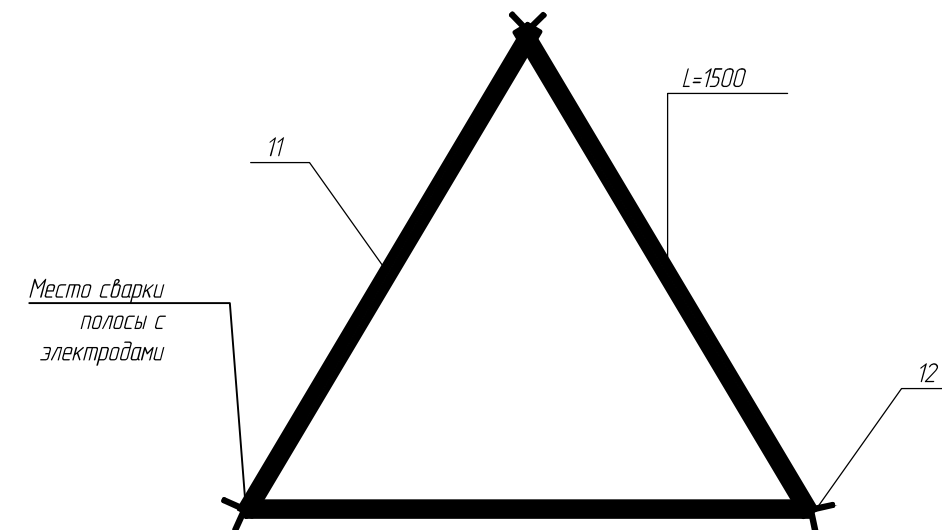
Упрощенный вид сборки опоры №19 ф.6-16 ВЛ-6 кВ



Аксонаметрическая схема опоры ВЛ 6 кВ

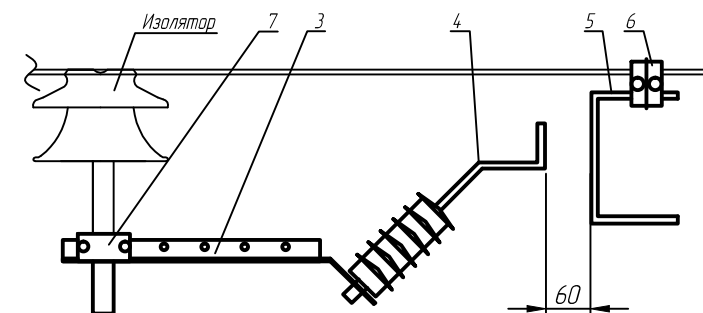


Вид А
Устройство заземления

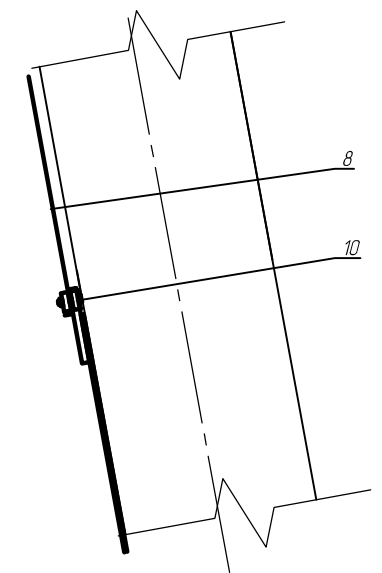


Узел Б

Крепление УЗПН-6-Ш на изолятор штыревой



Узел В



1. * - Размер для справок.
2. Заземление УЗПН произвести отдельным спуском, путем присоединения к контуру заземления.
3. Заземление выполнить используя круг 6 приварив его внахлест к кронштейну УЗПН.
4. На заземляющие спуски и места их соединения нанести антикоррозийную защиту.
5. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА

Лист

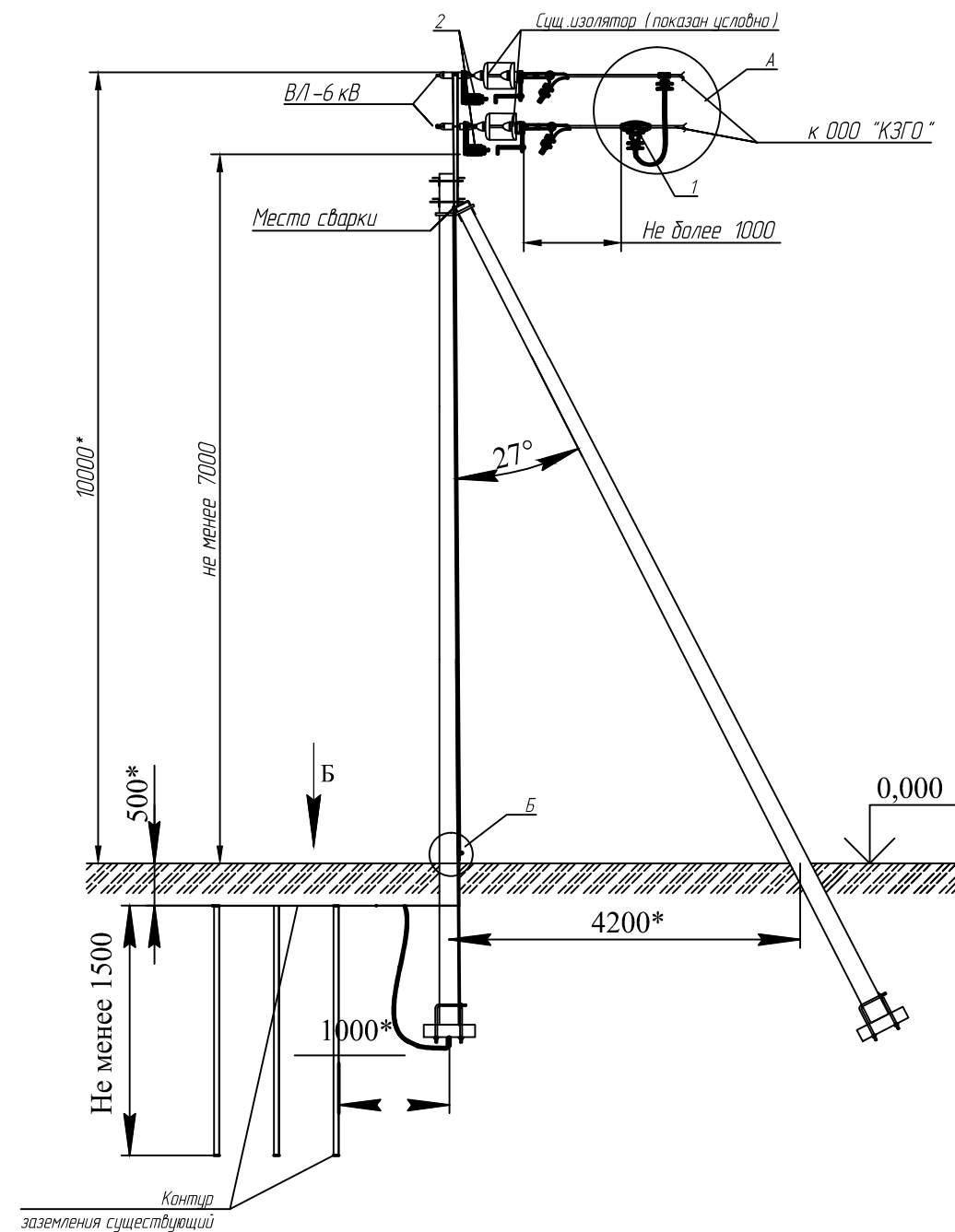
9

Формат А3

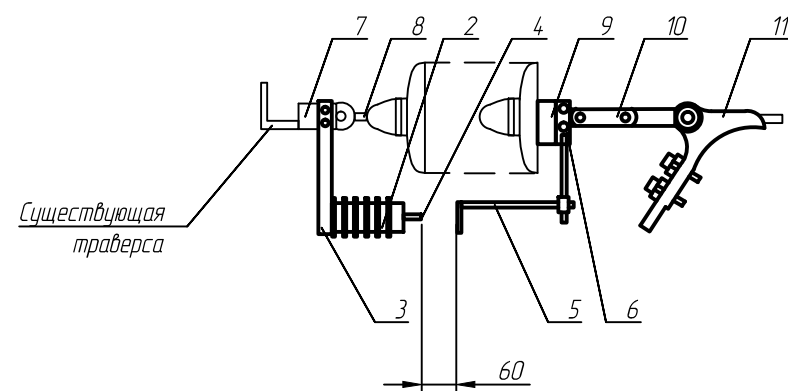
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК5	Счетчик РИМ 384.01/2	1	
		Устройство защиты от перенапряжений УЗПН-6-Ш в составе:		поз.2...7
2		Ограничитель перенапряжения ОПН	3	
3		Кронштейн	3	
4		Электрод №1	3	
5		Электрод №2	3	
6		Зажим прокалывающий	3	
7		Хомут	3	
8		Круг 6 ГОСТ 2590-2006	10	м
9		Эмаль "Полимерон"	0,5	кг
10		Зажим плашечный ПС -2-1А	1	
11		Полоса 40х4	6	
12		Уголок 63х63х4 L=3000 мм	3	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА		Лист
											10
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

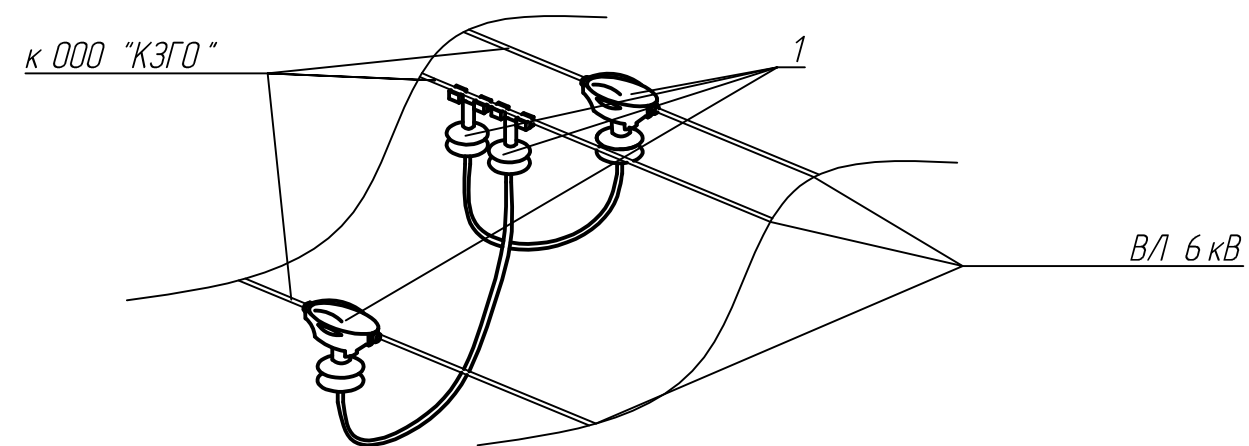
Упрощенный вид сбоку ж / д опоры №6/1 ф. 6-13 ВЛ-6 кВ



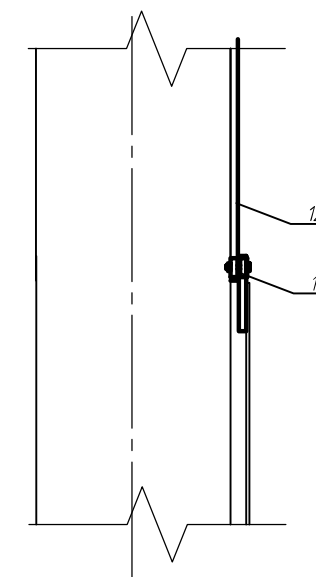
Крепление УЗПН-6- ЛК



Узел А
Аксонетрическая схема установки счетчика РИМ 384



Узел Б



1. * - Размер для справок.
2. Заземление УЗПН произвести отдельным спуском, путем присоединения к существующему контуру заземления.
3. Заземление выполнить используя круг 6.
4. На заземляющие спуски и места их соединения нанести антикоррозийную защиту.
5. Утолщенной линией показано внады устанавливаемое оборудование.
6. УЗПН устанавливают на каждую фазу, на высоту не менее 7 м.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКУ.РД.СА

Лист

11

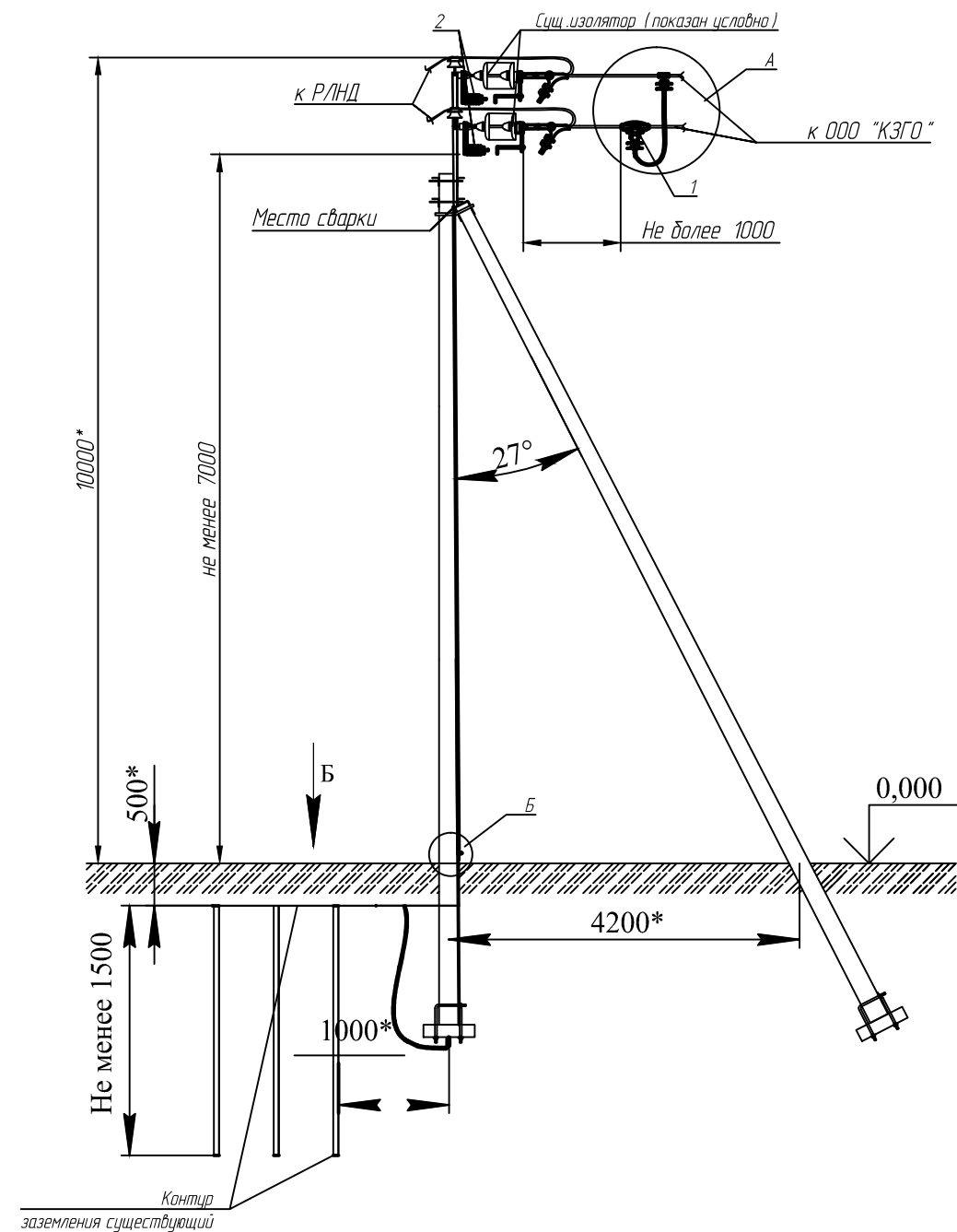
Формат А3

<i>Поз.</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Кол.</i>	<i>Примечание</i>
1	РК6	Счетчик РИМ 384.01/2	1	
		Устройство защиты от перенапряжений УЗПН-6- ЛК в составе :		поз.2...6
2		Ограничитель перенапряжения ОПН	3	
3		Кронштейн №1	3	
4		Электрод №1	3	
5		Электрод №2	3	
6		Кронштейн №2	3	
7		Ушко У 2-7-16	3	
8		Серьга СРС -7-16	3	
9		Ушко У 1-7-16	3	
10		Звено промежуточное регулируемое ПРР -71	3	
11		Натяжной зажим	3	
12		Круг 6 ГОСТ 2590-2006	20	м
13		Эмаль "Полимерон "	0,5	кг
14		Электрод	5	
15		Зажим пласечный ПС -2-1А	1	

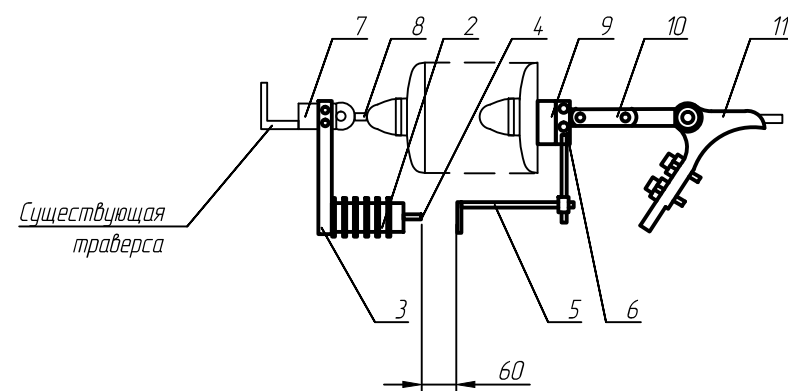
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА	Лист
							12

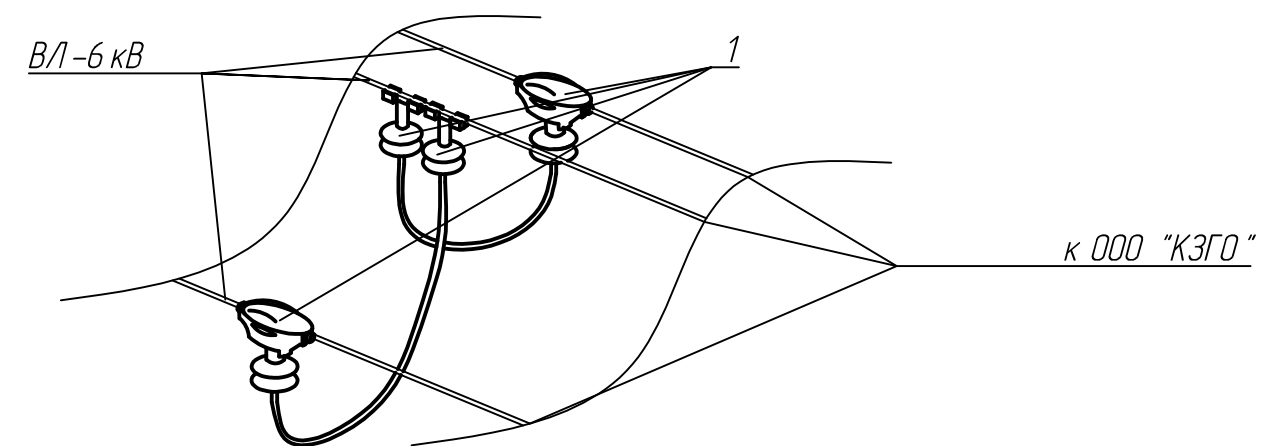
Упрощенный вид сборки ж / д опоры №7/1 ф. 6-26 ВЛ-6 кВ



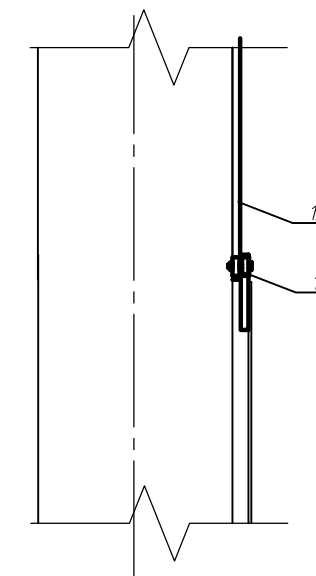
Крепление УЗПН-6- ЛК



Узел А
АксонOMETрическая схема установки счетчика РИМ 384



Узел Б



1. * - Размер для справок.
2. Заземление УЗПН произвести отдельным спуском, путем присоединения к существующему контуру заземления.
3. Заземление выполнить используя круг 6.
4. На заземляющие спуски и места их соединения нанести антикоррозийную защиту.
5. Утолщенной линией показано внады устанавливаемое оборудование.
6. УЗПН устанавливают на каждую фазу, на высоту не менее 7 м.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА

Лист

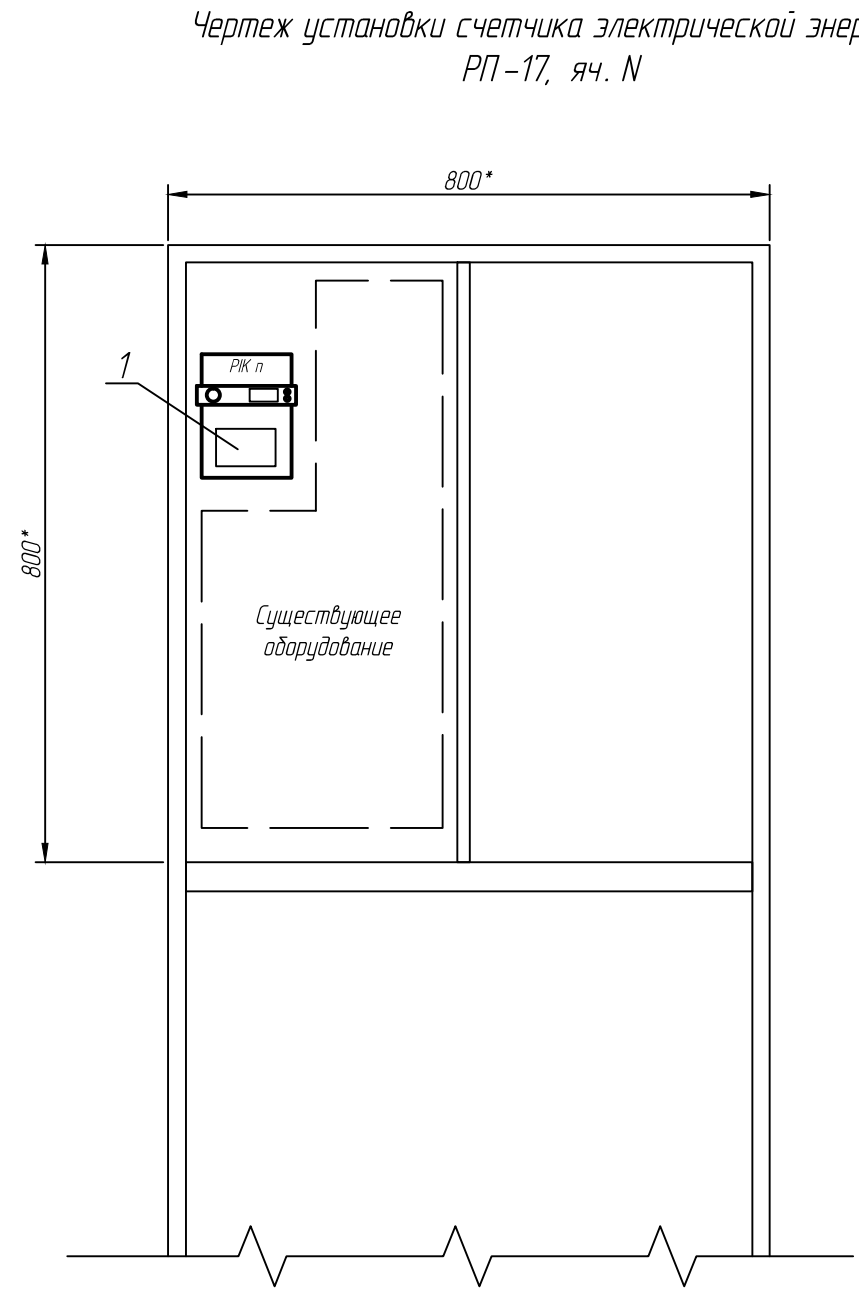
13

Формат А3

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК7	Счетчик РИМ 384.01/2	1	
		Устройства защиты от перенапряжений УЗПН-6- ЛК в составе:		поз.2..6
2		Ограничитель перенапряжения ОПН	3	
3		Кронштейн №1	3	
4		Электрод №1	3	
5		Электрод №2	3	
6		Кронштейн №2	3	
7		Ушко У2-7-16	3	
8		Серьга СРС-7-16	3	
9		Ушко У1-7-16	3	
10		Звено промежуточное регулируемое ПРР-71	3	
11		Натяжной зажим	3	
12		Круг 6 ГОСТ 2590-2006	20	м
13		Эмаль "Полимерон"	0,5	кг
14		Электрод	5	
15		Зажим пласечный ПС-2-1А	1	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА	Лист
							14



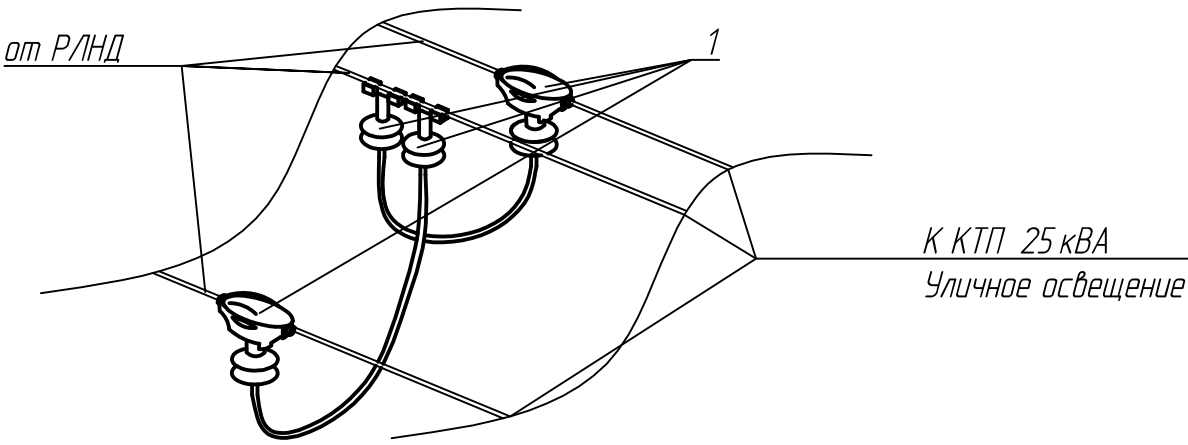
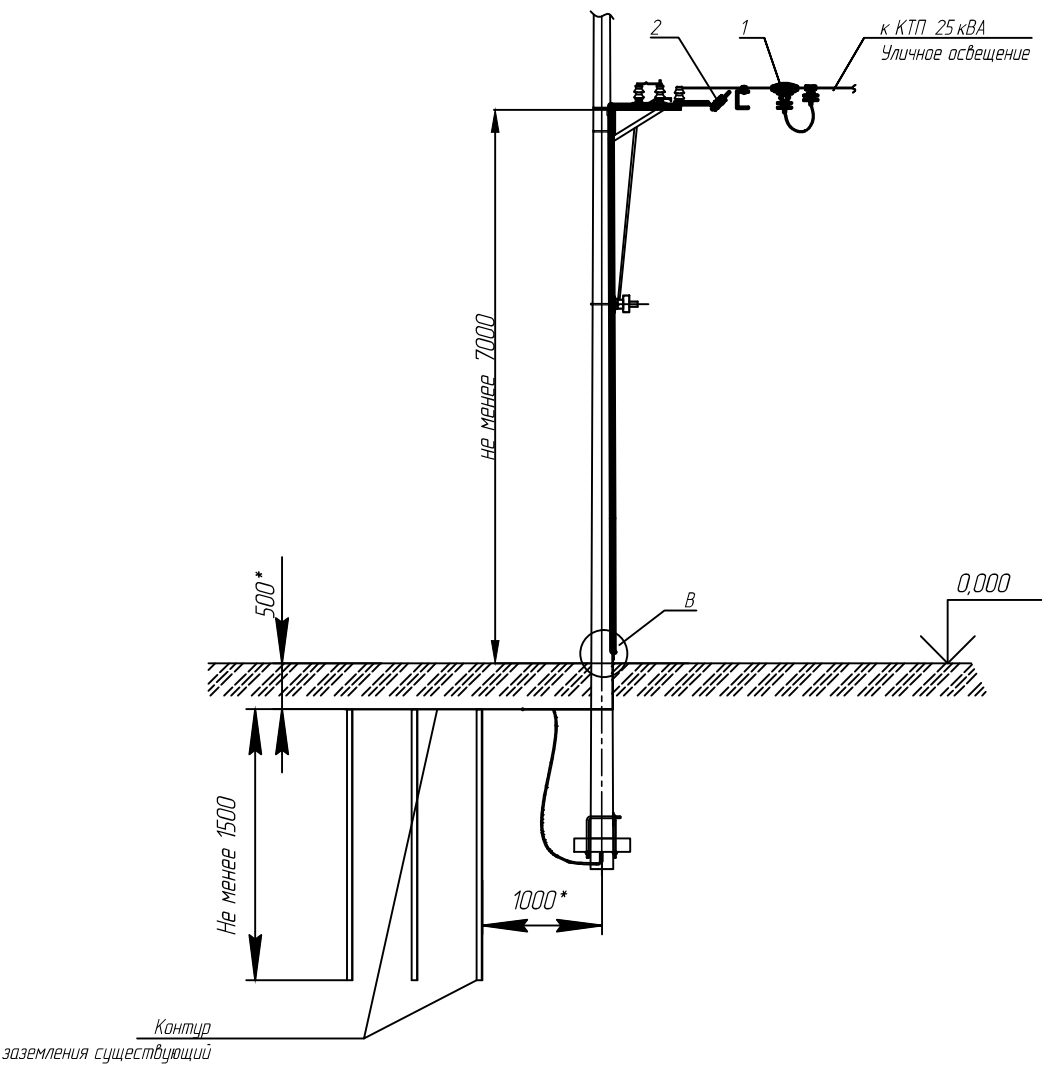
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РП n	Счетчик электроэнергии Фобос -3 Т	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Таблица применения

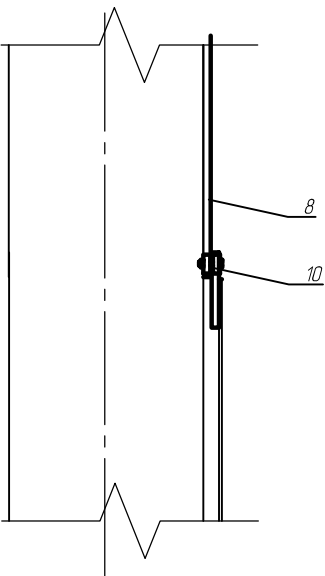
Наименование присоединения, ф.N	РП n
РП-17 яч. 6	8
РП-17 яч. 8	9

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.

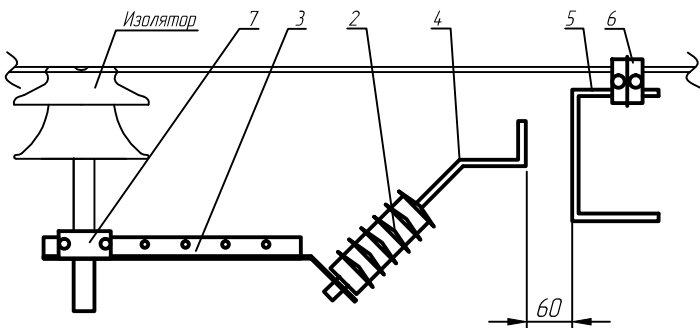
Упрощенный вид сборки опоры №70 ф.6-20-К ВЛ-6 кВ
(подкос условно не показан)



Узел В



Крепление УЗПН-6-Ш на изолятор штыревой



1. * – Размер для справок.
2. Заземление УЗПН произвести отдельным спуском, путем присоединения к существующему контуру заземления.
3. Заземление выполнить используя круг 6.
4. На заземляющие спуски и места их соединения нанести антикоррозионную защиту.
5. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
6. УЗПН устанавливают на каждую фазу, на высоту не менее 7 м.

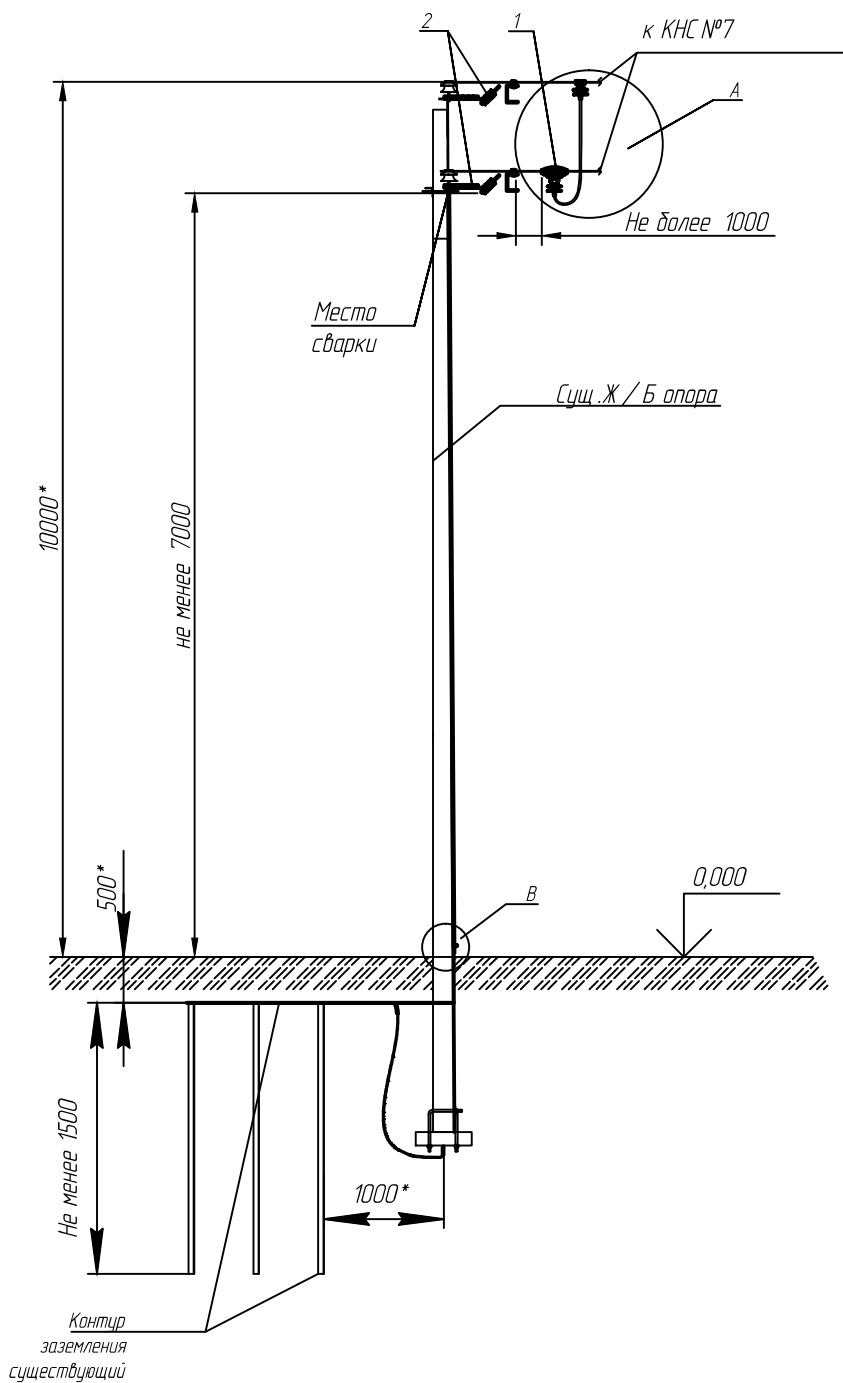
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКУ.РД.СА	Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		16

<i>Поз.</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Кол.</i>	<i>Примечание</i>
1	РК10	Счетчик РИМ 384.01/2	1	
		Устройство защиты от перенапряжений УЗПН-6-Ш в составе:		поз.2...7
2		Ограничитель перенапряжения ОПН	3	
3		Кронштейн	3	
4		Электрод №1	3	
5		Электрод №2	3	
6		Зажим прокалывающий	3	
7		Хомут	3	
8		Круг 6 ГОСТ 2590-2006	10	м
9		Эмаль "Полимерон"	0,5	кг
10		Зажим плашечный ПС-2-1А	1	

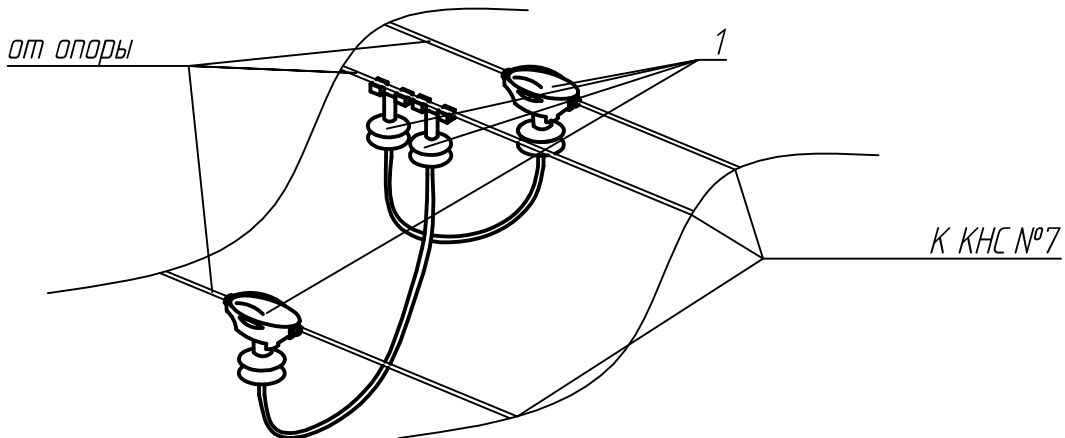
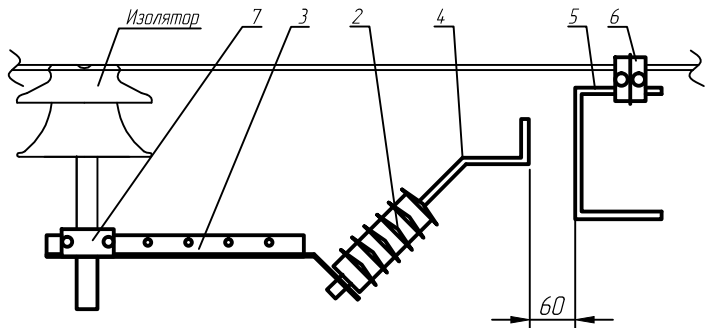
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА	Лист
							17

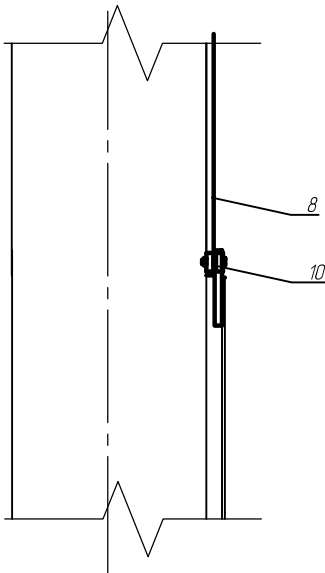
Упрощенный вид сборки опоры №4 ф.6-2-К ВЛ-6 кВ
(подкос условно не показан)



Крепление УЗПН-6-Ш на изолятор штыревой



Узел В



1. * - Размер для справок.
2. Заземление УЗПН произвести отдельным спуском, путем присоединения к существующему контуру заземления.
3. Заземление выполнить используя круг 6.
4. На заземляющие спуски и места их соединения нанести антикоррозионную защиту.
5. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
6. УЗПН устанавливают на каждую фазу, на высоту не менее 7 м.

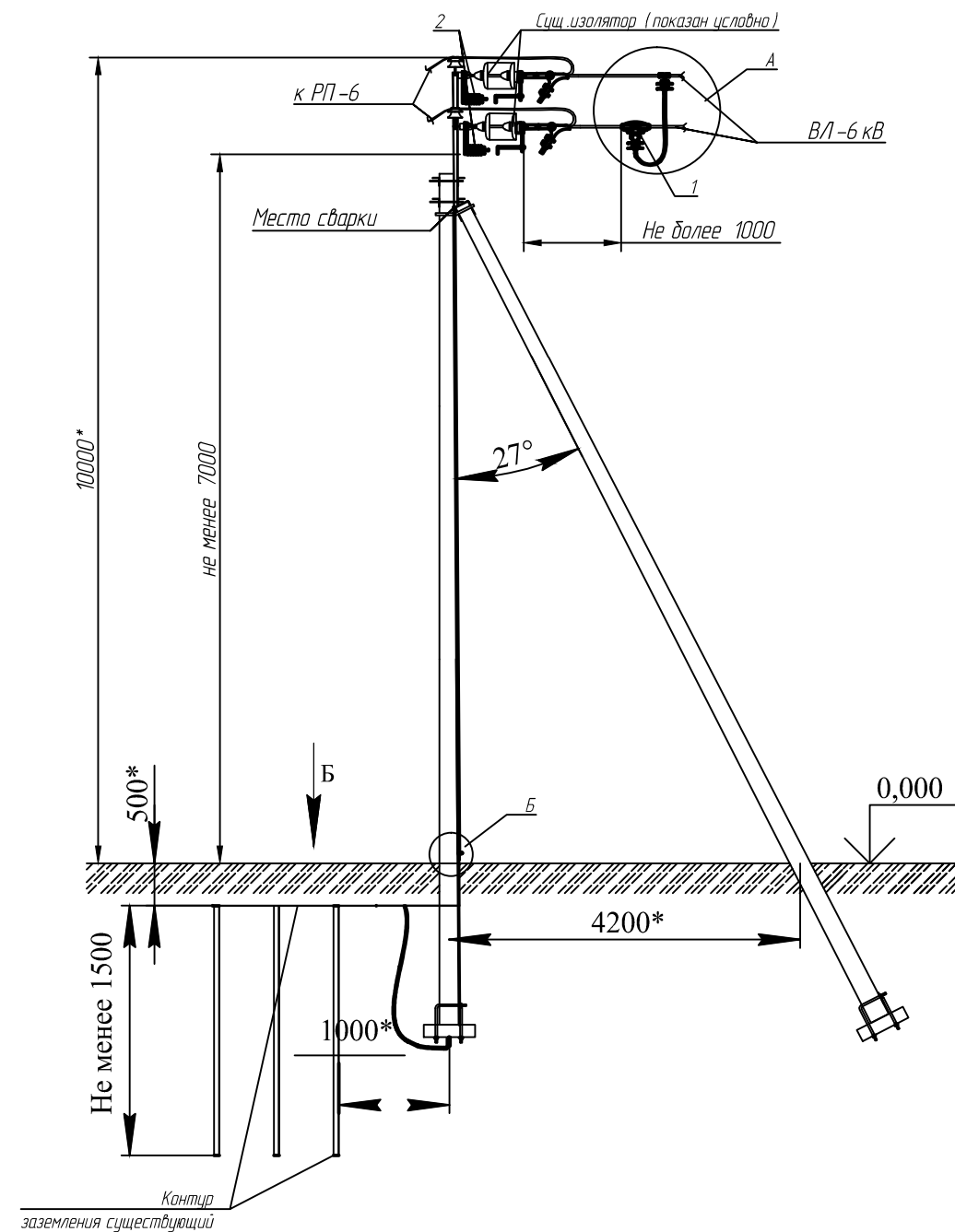
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКУ.РД.СА	Лист
							18

<i>Поз.</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Кол.</i>	<i>Примечание</i>
1	РК11	Счетчик РИМ 384.01/2	1	
		Устройства защиты от перенапряжений УЗИН-6-Ш в составе:		поз.2...7
2		Ограничитель перенапряжения ОПН	3	
3		Кронштейн	3	
4		Электрод №1	3	
5		Электрод №2	3	
6		Зажим прокалывающий	3	
7		Хомут	3	
8		Круг 6 ГОСТ 2590-2006	10	м
9		Эмаль "Полимерон"	0,5	кг
10		Зажим плашечный ПС-2-1А	1	

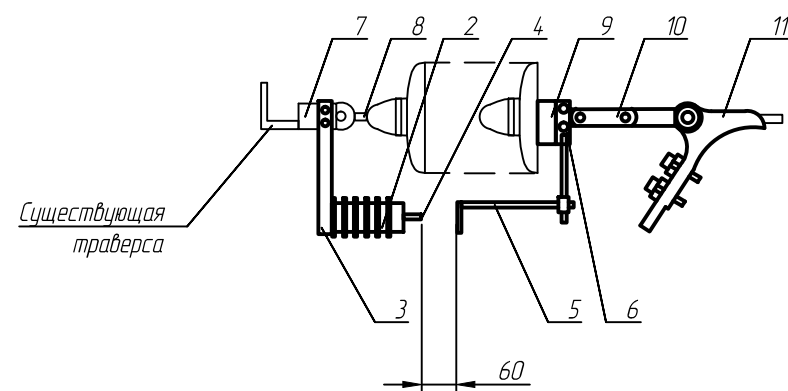
Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА	Лист
							19
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

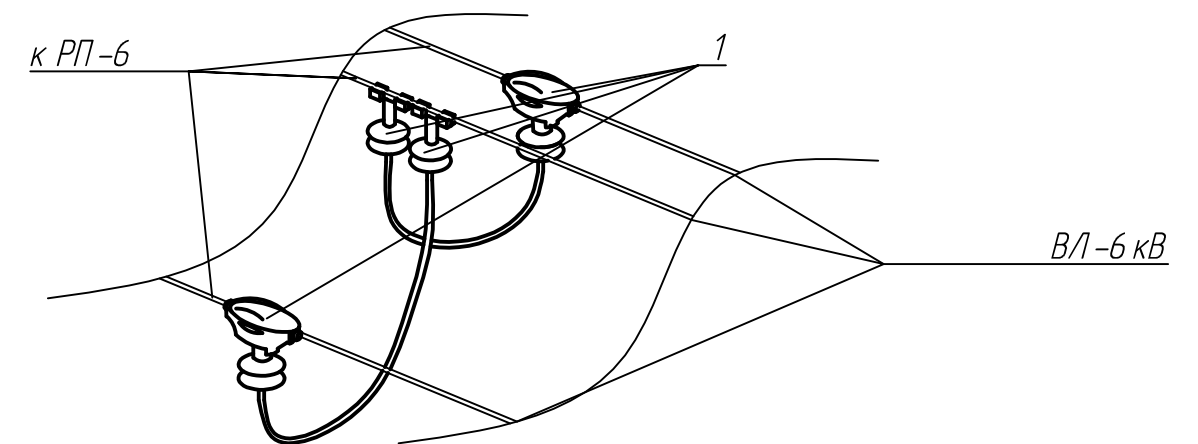
Упрощенный вид сбоку ж / д опоры №78 ф. 6-20-К ВЛ-6 кВ



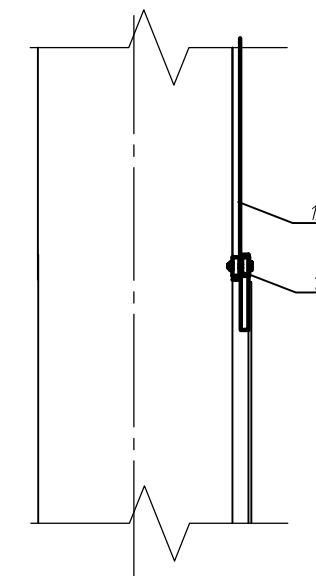
Крепление УЗПН-6- ЛК



Узел А
Аксонетрическая схема установки счетчика РИМ 384



Узел Б



1. * - Размер для справок.
2. Заземление УЗПН произвести отдельным спуском, путем присоединения к существующему контуру заземления.
3. Заземление выполнить используя круг 6.
4. На заземляющие спуски и места их соединения нанести антикоррозийную защиту.
5. Утолщенной линией показано внады устанавливаемое оборудование.
6. УЗПН устанавливают на каждую фазу, на высоту не менее 7 м.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКУ.РД.СА

Лист

20

Формат А3

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

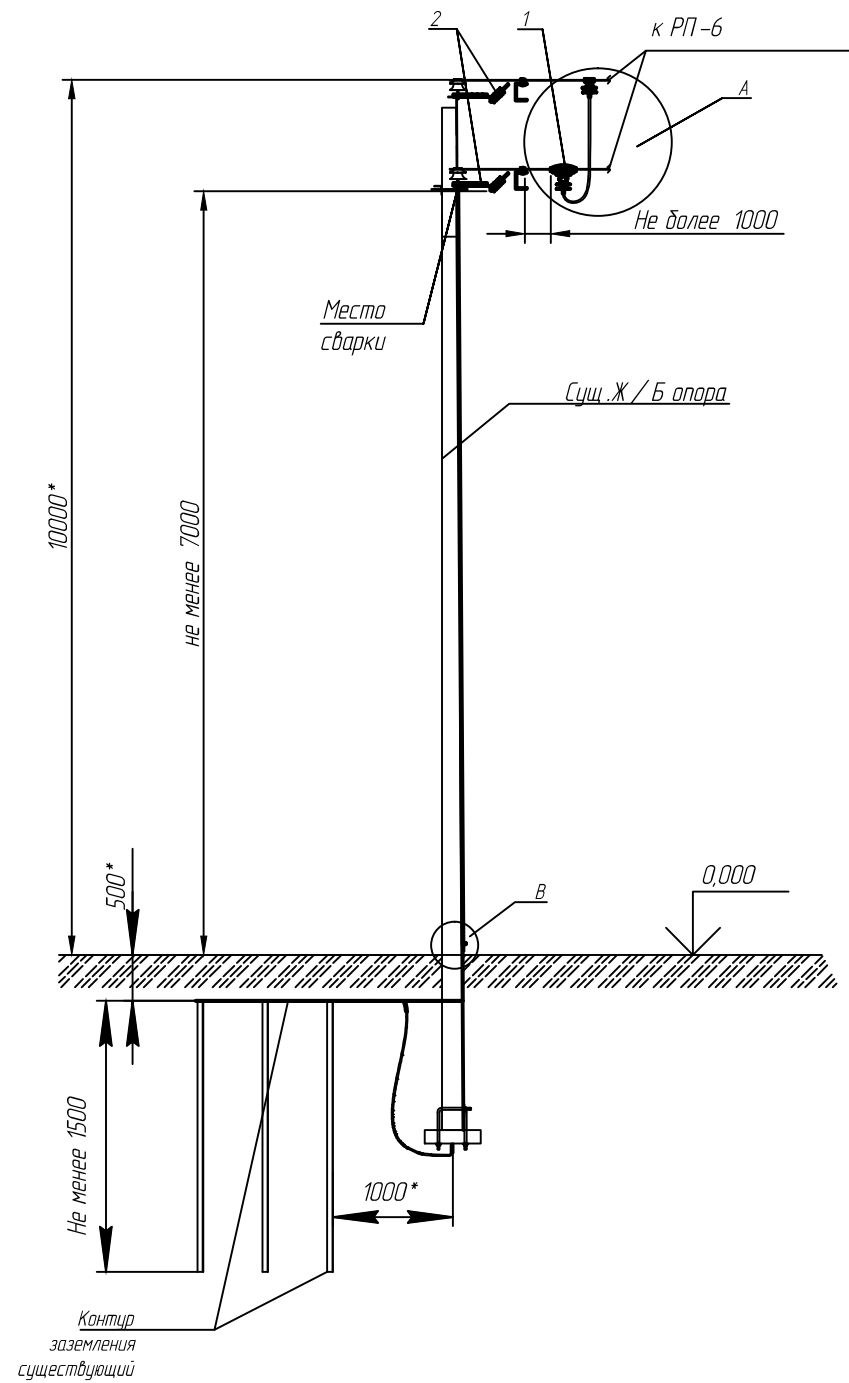
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК12	Счетчик РИМ 384.01/2	1	
		Устройства защиты от перенапряжений УЗПН –6– ЛК в составе :		поз.2...6
2		Ограничитель перенапряжения ОПН	3	
3		Кронштейн №1	3	
4		Электрод №1	3	
5		Электрод №2	3	
6		Кронштейн №2	3	
7		Ушко У 2-7-16	3	
8		Серьга СРС –7-16	3	
9		Ушко У 1-7-16	3	
10		Звено промежуточное регулируемое ПРР –71	3	
11		Натяжной зажим	3	
12		Круг 6 ГОСТ 2590-2006	20	м
13		Эмаль "Полимерон "	0,5	кг
14		Электрод	5	
15		Зажим пласечный ПС –2-1А	1	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

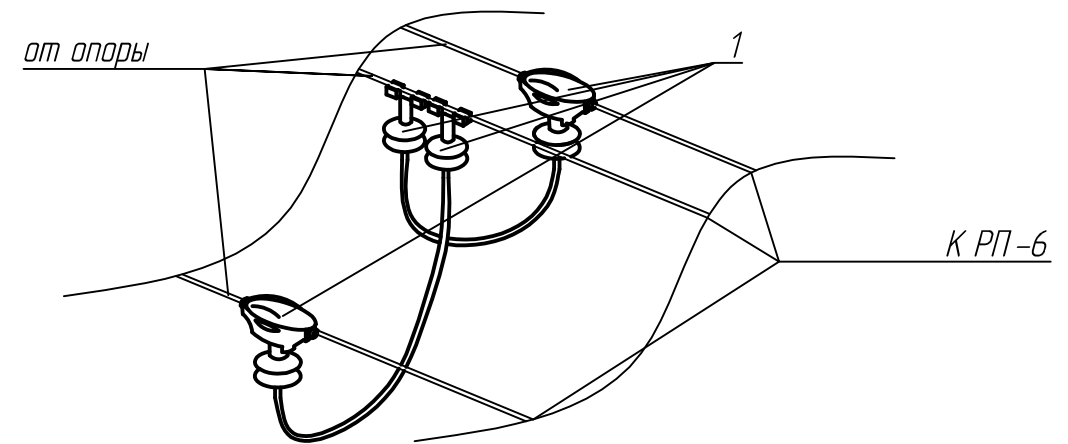
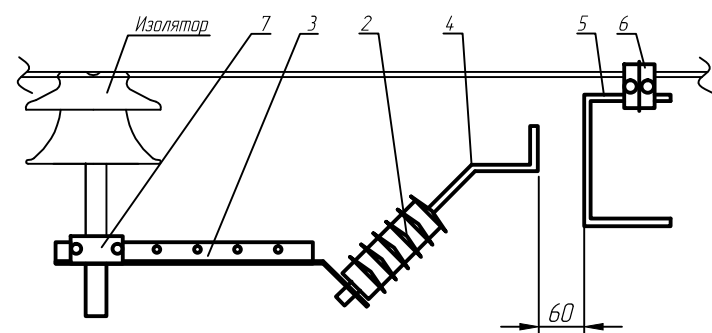
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКУ.РД.СА

21

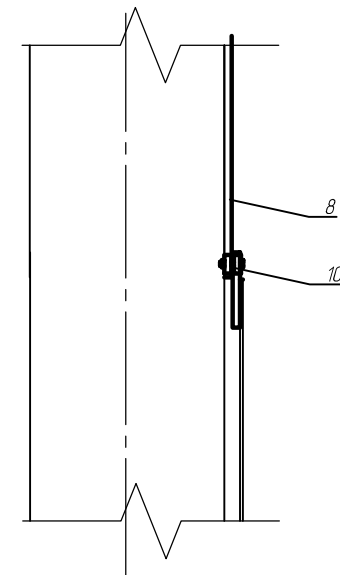
Упрощенный вид сборки опоры №79 ф.6-2-К ВЛ-6 кВ
(подкос условно не показан)



Крепление УЗПН-6-Ш на изолятор штыревой



Узел В



- * - Размер для справок.
- Заземление УЗПН произвести отдельным спуском, путем присоединения к существующему контуру заземления.
- Заземление выполнить используя круг 6.
- На заземляющие спуски и места их соединения нанести антикоррозионную защиту.
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- УЗПН устанавливают на каждую фазу, на высоту не менее 7 м.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКУ.РД.СА

Лист

22

Формат А3

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

<i>Поз.</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Кол.</i>	<i>Примечание</i>
1	РК13	Счетчик РИМ 384.01/2	1	
		Устройство защиты от перенапряжений УЗПН-6-Ш в составе:		поз.2...7
2		Ограничитель перенапряжения ОПН	3	
3		Кронштейн	3	
4		Электрод №1	3	
5		Электрод №2	3	
6		Зажим прокалывающий	3	
7		Хомут	3	
8		Круг 6 ГОСТ 2590-2006	10	м
9		Эмаль "Полимерон"	0,5	кг
10		Зажим плашечный ПС-2-1А	1	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.ПКЧ.РД.СА	Лист
							23

				Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы	Примечания				
				1	2	3	4	5	6	7	8	9				
					Приборы											
					Интеллектуальный прибор учета РИМ 384.01/2	РИМ 384.01/2		ЗАО «Радио и Микроэлектроника»	шт	8						
					Интеллектуальный прибор учета РИМ 384.02/2	РИМ 384.02/2		ЗАО «Радио и Микроэлектроника»	шт	3						
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения с GSM модемом	Фобос 3Т (ФЗ-510-IQORL-A GSM)		ООО "Телематические решения"	шт	2						
					Дисплей дистанционный	РИМ 040.03		ЗАО «Радио и Микроэлектроника»	шт	11						
					Электроаппаратура											
					Устройство защиты от перенапряжений УЗПН-6-Ш	УЗПН-6-Ш		ЗАО "МЗВА"	шт	15						
					Устройство защиты от перенапряжений УЗПН-10-Ш	УЗПН-10-Ш		ЗАО "МЗВА"	шт	6						
					Устройство защиты от перенапряжений УЗПН-6-ЛК	УЗПН-6-ЛК		ЗАО "МЗВА"	шт	9						
					Устройство защиты от перенапряжений УЗПН-10-ЛК	УЗПН-10-ЛК		ЗАО "МЗВА"	шт	3						
Согласовано					Монтажные материалы											
					Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16				шт	6						
					Электроды сварочные ОК 46.00 3мм			ООО "ЭСАБ"	шт	55						
					Зажим плашечный ПС-2-1А				шт	11						
					Эмаль "Полимерон"			ООО "КрасКо"	кг	5,5						
					Круг 6 ГОСТ 2590-2006	ГОСТ 2590-2006			м	110						
	Взам. инв. №															
	Подпись и дата															
	Инв. № подл.	1. Монтажные материалы допускается заменять на аналоги.														
								Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.ПКУ.РД.В4 АИИС КУЭ "ОЭСК" ПАО "МРСК Сибири" – "Красноярскэнерго"		
								Разраб.	Логашева			2020	Установка приборов учета на ВЛ-6(10)кВ и РП-6кВ			
								Проверил	Козлов			2020		Р		1
						Спецификация оборудования, изделий и материалов		ООО "Инэнерготех"								
	Н.контр.															
	Утв.	Савченко			2020											
Копировал												Формат А3				

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.ТРП

2020

Согласовано			
Взам. инв. №			
Подп. и дата			
Инв. № подл.	Разраб.	Логашева	
	Пров.	Козлов	
	Н.контр.		
	Утв.	Савченко	

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Техническая документация	50		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД	Рабочая документация КТП	67		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД	Рабочая документация УСПД	13		

Технические решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правил взрывобезопасности, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Главный инженер проекта А.В.Савченко

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ВД					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ Ведомость технорабочего проекта			Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева							ТП		1
Пров.		Козлов							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.											
Утв.		Савченко									

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.ТД

2020

Инв. № подл.	Взам. инв. №	
	Подп. и дата	

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-12		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	13-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17-20		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	21-24		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	25-36		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	37-38		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	39-42		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	43-44		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	45-50		

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ Ведомость ТД	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				ТП		2	50	
Пров.	Козлов				ООО "Инэнерготех"				
Н.контр.									
Утв.	Савченко								

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»).

Технорабочий проект выполнен на основании:

- Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;
- Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

1.2 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии по ВЛ напряжением 0,4кВ, для потребителей, подключенных к электрическим сетям ООО «ОЭСК».

АИИС КУЭ создается с целью:

- своевременного получения юридически значимой, достоверной и легитимной информации о количестве и качестве потребленной и/или распределенной электроэнергии;
- формирования объемов электрической энергии, поступающей в электрические сети ООО «ОЭСК» от смежных электросетевых организаций, и перетока электроэнергии в смежные сетевые компании;
- реализации требований ФЗ-261 от 23.11.2009 г. в части перехода на 100% расчеты с абонентами по показаниям приборов учета электрической энергии;
- повышения оперативности управления режимами энергопотребления;
- сокращения издержек сетевой компании при формировании объема оказанных услуг;
- сокращения потерь электроэнергии;
- оптимизации режимов электросетей;
- внедрения инновационных технологий при реализации учета электроэнергии.

АИИС КУЭ также предназначена для организации автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, формируемой измерительно-информационными комплексами точек учета, и передачи собранной измерительной информации на уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК) автоматизированной системы.

Основные функции АИИС КУЭ:

- измерение физических величин коммерческого учета электроэнергии и мощности;
- автоматический сбор данных о приращениях электроэнергии;
- хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающее требованию защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					ИЗТ.83.2020.ОЭСК.19.ТД		Лист
									3
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- формирование хранения передача результатов измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений (журнал событий);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КЧЭ;
- ведение системы единого календарного времени в АИИС КЧЭ (коррекция времени).

Приборы учёта электроэнергии выполняют функции:

- хранение профиля активной и реактивной мощности нагрузки прямого и обратного направлений с программируемым интервалом интегрирования от 1 до 60 минут и глубиной хранения не менее 128 суток при времени интегрирования 60 минут;
- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учёта тарифицированных данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом, в том числе в прямом и обратном направлениях (для приборов учёта электроэнергии устанавливаемых на ПС/ТП на присоединениях 6–10 кВ и выше), за:
 - текущий месяц и на начало предыдущих 36 месяцев;
 - текущий год и предыдущие два года (на начало года);
- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учёта информации (измерительных данных, параметров настройки, программ) при отключенном питании не менее 3 лет;
- хранение запрограммированных параметров не менее 5 лет эксплуатации прибора учёта;
- работу по одному или нескольким цифровым каналам связи;
- скорость передачи данных приборов учёта определяется стандартными спецификациями применяемых интерфейсов связи;
- возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально и удалённо;
- разграничение прав доступа на перепрограммирование в соответствии с паролями доступа;
- отображение параметров и событий на дисплее русифицировано (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее прибора учёта);
- визуализация индикации работоспособного состояния;
- контроль правильности подключения измерительных цепей;
- наличие энергонезависимой электронной пломбы корпуса и клеммной крышки прибора учёта для защиты от несанкционированного доступа;
- ведение журналов событий, , журнала превышения порога мощности;
- защита от воздействия магнитных полей (различной природы) на элементы прибора учёта электрической энергии. Воздействие магнитного поля должно фиксироваться в «журнале событий» (Дату и время начала события; дату и время окончания события);
- в случае возникновения внештатных ситуаций возможность выступать в качестве инициатора связи с уровнем ИВКЭ или ИВК.
- Приборы учёта электрической энергии обеспечивают ведение «журнала событий» с привязкой ко време-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">- контроль правильности подключения измерительных цепей;- наличие энергонезависимой электронной пломбы корпуса и клеммной крышки прибора учёта для защиты от несанкционированного доступа;- ведение журналов событий, , журнала превышения порога мощности;- защита от воздействия магнитных полей (различной природы) на элементы прибора учёта электрической энергии. Воздействие магнитного поля должно фиксироваться в «журнале событий» (Дату и время начала события; дату и время окончания события);- в случае возникновения внештатных ситуаций возможность выступать в качестве инициатора связи с уровнем ИВКЭ или ИВК.- Приборы учёта электрической энергии обеспечивают ведение «журнала событий» с привязкой ко време-							
									ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		4

ни (общей глубиной не менее 100 записей);

– В журналах событий приборов учёта фиксируются:

- дата и время вскрытия клеммной крышки;
- изменение состояния корпуса прибора учёта;
- дата последнего перепрограммирования;
- дата и время воздействия сверхнормативного постоянного или переменного магнитного поля

со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение), визуализированная индикация;

- факт связи с прибором учёта, приведший к изменению данных;
 - отклонение напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях с конфигурируемыми порогам
- и (для трехфазных счетчиков);
- нарушение фазировки (для трехфазных приборов учёта);
 - результатов самодиагностики;
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени.

– Программируемую последовательность сообщений и вывода измеряемых параметров на дисплей прибора учёта;

– наличие встроенной батареи в приборе учёта для обеспечения хода внутренних часов реального времени;

– обмен данными по протоколам;

– автоматический переход зима/лето по умолчанию в режиме «запрещен»;

– защита от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.

При организации учёта электроэнергии на ТП/РУ/КТП обязательно наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации.

1.3 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

1.4 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ских, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.</p> <p>14 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов</p> <p>Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;</p> <p>Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД		Лист
								5

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21.404-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21.406-88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303-80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304-82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001-83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД						Лист
									6
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

ГОСТ 21958-76 Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861-83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контактное оборудование.

ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22-99 (ИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1.019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. «Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.</p> <p>ПР 50.1019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.</p> <p>НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.</p> <p>«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.</p>					
						ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД		Лист
								7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер по обслуживанию оборудования	1
Техник-электромеханик	2

Системный программист-администратор – поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС КУЭ

16 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>осуществления защиты от результатов взлома при необходимости, в соответствии с ведомо- стью эксплуатационно-технической документацией;</p> <ul style="list-style-type: none">— обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;— поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и норма- тивной информации по коммерческому учету;— обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;— осуществление сопровождения внедренных программных средств;— обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;— обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;						
ИЗТ.83.2020.ОЭСК.19.ТД									Лист
									8
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

1.7 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

Взам. инв. №	<p>— осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;</p> <p>— осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.</p>							
Подп. и дата	<p>17 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы</p> <p>Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.</p> <p>Штатный режим работы:</p>							
Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
								9
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:

технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;

компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;

на компьютерах установлено программное обеспечение.

Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.

1.8 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока (существующие);
- измерительные электросчетчики;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока (вторичные измерительные цепи);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>плекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.</p> <p>18 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте</p> <p>В состав технического обеспечения АИИС КЧЭ входят:</p> <ul style="list-style-type: none">- измерительные трансформаторы тока (существующие);- измерительные электросчетчики;- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока (вторичные измеритель- ные цепи);					
						ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист	
							10	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

– УСПД.

Перечень точек измерения АИИС КУЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в приложении А ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТПРД.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии Фобос, производства ООО «Телематические Решения» (торговая марка WAVIoT).

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5 – для счетчиков трансформаторного включения.

1.9 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии.

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.10 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.</p> <p>Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.</p> <p>1.10 Мероприятия по изменению объекта автоматизации</p> <p>Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ОЭСК».</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.ТД		Лист
								11

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- *обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов, при необходимости;*
- *установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;*
- *обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;*
- *организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;*
- *в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).*

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист	
							12	

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ФОБОС;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- Многотарифный учет активной и реактивной электроэнергии в двух направлениях;
- Контроль параметров сети: мощность (активная, реактивная, полная), ток, напряжение, коэффициент мощности, ток в нулевом проводе (опционально);
- Контроль параметров качества сети: положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты сети – класс S по ГОСТ 30804.4.30. ;
- Ведение журналов событий глубиной не менее 1000 записей с инициативным оповещением о событиях, в том числе –превышении лимитов мощности, напряжения, тока, попытках вскрытия, воздействия магнитным полем, результатах самодиагностики;
- Дистанционное отключение и ограничение потребления;
- Дистанционная установка \изменение тарифного расписания;
- Дистанционное обновление метрологически не значимой части ПО.

Счетчики ФОБОС обеспечивают хранение в энергонезависимой памяти данных:

- Профилей энергий (настраиваемых 1-60 минут) – не менее 128 суток (для 30 минут)
- Показаний на конец суток –не менее 128 суток
- Показаний на конец месяцев – не менее 39 месяцев.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист 13
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – Совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

АИИС КУЭ включает в себя:

- УСПД «Вавиот»;
- Каналообразующую аппаратуру.

Функции ИВКЭ:

- автоматический поиск и включение в схему опроса устройств нижнего уровня;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов, сбор диагностической информации с устройств нижнего уровня, хранение и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM/GPRS, Ethernet, спутниковой связи или RS-485. Передача данных осуществляется по протоколу API, в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 или в соответствии со стандартом СТО 34.01-5.1-006-2017 ПАО «Россети»;
- передача команд управления приборам учета энергоресурсов и устройствам автоматизации с цифровым интерфейсом (управление реле, запись лимитов потребления, тарифного расписания и пр.);
- измерение текущего времени, контроль и синхронизация времени приборам учета энергоресурсов, имеющих встроенные часы;
- обеспечение прямого доступа к приборам учета энергоресурсов с цифровым интерфейсом верхнего уровня;
- самодиагностика с записью в журнале событий.

Третий уровень ИВК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИВК). ИВК – Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИВК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИВК в данном проекте не разрабатывается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									14	
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД	

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

Автоматически выполняются следующие функции системы:

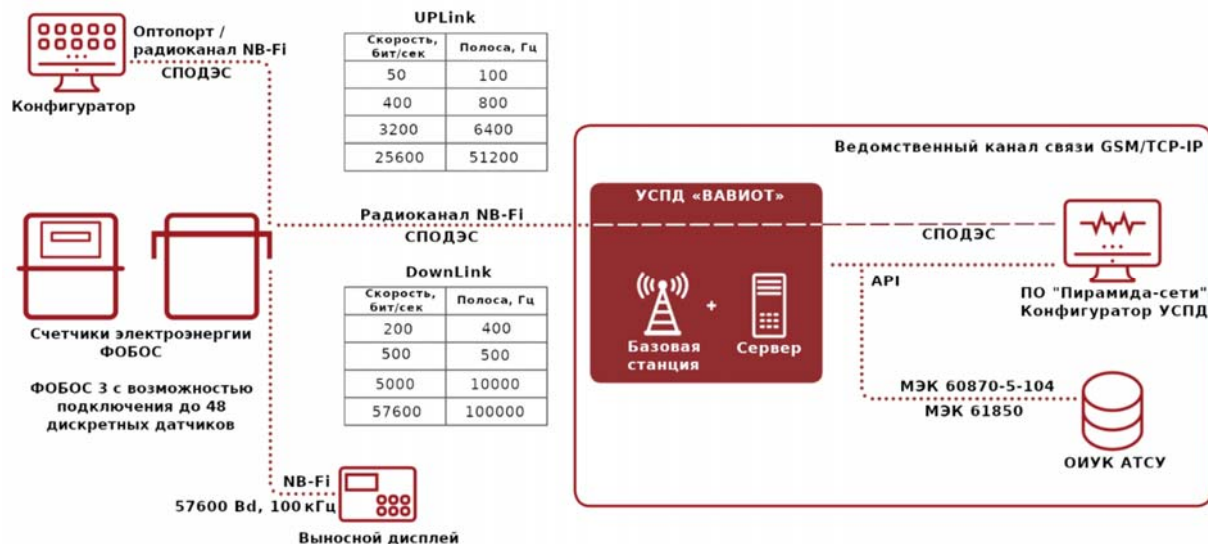
- проведение измерения приращения активной электроэнергии;
- проведение измерения приращения реактивной электроэнергии;
- проведение измерения приращения времени и интервалов времени;
- проведение измерения фазных токов;
- проведение измерения фазных напряжений;
- коррекция времени в ИИК;
- коррекция времени в ИВКЭ;
- сбор информации о состоянии средств измерения;
- хранение информации в базе данных ИИК;
- хранение данных в базе данных ИВКЭ;
- синхронизация времени на уровне ИИК;
- синхронизация времени на уровне ИВКЭ;
- ведение журнала событий на уровне ИИК;
- ведение журнала событий на уровне ИВКЭ;
- предоставление информации о результатах измерения в ИВК;
- предоставление информации о состоянии средств измерения в ИВК

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

Счетчики электроэнергии передают показания по беспроводному каналу NB-Fi в телематическую сеть на серверном ПО, развернутом на аппаратной платформе УСПД ВАВИОТ (ИВКЭ), данные с УСПД ВАВИОТ могут быть переданы в различные ИВК ВУ ПО «Пирамида-сети», ЭНФОРС, а также, АльфаЦЕНТР, Телескоп+, Энфорс, EMCOS Coprogate и другие (возможна интеграция посредством API).

Защищенная АИИС КУЭ разворачивается в составе любой корпоративной (защищенной) сети на базе одного УСПД Вавиот и нескольких NB-Fi базовых станций (шлюзов). Система АИИС КУЭ от ВАВИОТ легко масштабируется путем установки дополнительных УСПД ВАВИОТ, базовых станций и шлюзов, практически не ограничивая количество подключаемых приборов учета.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист 15
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			



2.4 Показания по взаимосвязям АИИС со смежными системами, обеспечению ее совместимости

АИИС КУЭ включающая в себя счетчики электроэнергии ФОБОС различных модификаций, в том числе, с применением альтернативных каналов связи, а также устройства сбора и передачи данных УСПД Вавиот, базовые станции и шлюзы NB-Fi, интегрирована с большинством популярных информационно-вычислительных комплексов (ИБК, АИИС КУЭ), таких как Пирамида 2.0, Пирамида-Сети, АльфаЦЕНТР, Телескоп+, Энфорс, EMCOS. Corporate, также с системами телемеханики, поддерживающими универсальные протоколы МЭК 60870-5-104 и МЭК 61850.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №									Лист
											16
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД	

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЗ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК (разработка уровня не предусматривается).

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет активной и реактивной электроэнергии в двух направлениях;
- Контроль параметров сети: мощность (активная, реактивная, полная), ток, напряжение, коэффициент мощности, ток в нулевом проводе (опционально);
- Контроль параметров качества сети: положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты сети – класс S по ГОСТ 30804.4.30. ;
- Ведение журналов событий глубиной не менее 1000 записей с инициативным оповещением о событиях, в том числе –превышении лимитов мощности, напряжения, тока, попытках вскрытия, воздействия магнитным полем, результатах самодиагностики;
- Дистанционное отключение и ограничение потребления;
- Дистанционная установка \изменение тарифного расписания;
- Дистанционное обновление метрологически не значимой части ПО.

Счетчики ФОБОС обеспечивают хранение в энергонезависимой памяти данных:

- Профилей энергий (настраиваемых 1-60 минут) – не менее 128 суток (для 30 минут)
- Показаний на конец суток – не менее 128 суток
- Показаний на конец месяцев – не менее 39 месяцев.

Счетчики ФОБОС обеспечивают автономное функционирование часов, дисплея и датчиков счетчика от встроенной батареи при отсутствии питающей сети, а также дистанционную синхронизацию времени, в том числе автоматическую, в составе АИИС КУЭ.

Счетчики электроэнергии ФОБОС поддерживают международный протокол обмена данными DLMS/COSEM, в том числе в спецификации ПАО «Россети» СПОДЭС.

АИИС КУЭ надежно защищена от сторонних воздействий; данные защищены от неавторизованного доступа. Для защиты данных применяется российский алгоритм шифрования «Мagma» (ГОСТ Р 34.12-2015) с ключом шифрования 256 бит.

Основными конструктивными узлами счетчика являются

- Узел измерения
- Блок микроконтроллера
- Блок питания
- Интерфейсы и испытательные выходы

Взам. инв. №	<p>там числе, в спецификации ПАО «Россети» СПОДЭС.</p> <p>АИИС КУЭ надежно защищена от сторонних воздействий; данные защищены от неавторизованного доступа. Для защиты данных применяется российский алгоритм шифрования «Магма» (ГОСТ Р 34.12-2015) с ключом шифрования 256 бит.</p>							
	Подп. и дата	<p>Основными конструктивными узлами счетчика являются</p> <ul style="list-style-type: none">— Узел измерения— Блок микроконтроллера— Блок питания— Интерфейсы и испытательные выходы						
Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
								17
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Жидкокристаллический дисплей (для счетчика исполнения «Сплит» – выносной дисплей)
- Кнопки управления (для счетчика исполнения «Сплит» – в составе выносного дисплея);
- Реле нагрузки (для счетчика модификации L непосредственного включения);
- Реле управления внешним коммутирующим устройством (для счетчика модификации L трансформаторного включения);
- Датчики:

Узел измерения. Основными компонентами узла измерения счетчика являются датчики напряжения и тока. Для измерения токов фаз и нейтрали используются трансформаторы тока и шунты. Для измерения напряжения используются схемы делителей напряжения. Принцип действия узла измерения основан на преобразовании сигналов тока и напряжения сети переменного тока, поданных на измерительные элементы счетчика, в цифровую информацию, удобную для дальнейшей обработки, хранения и отображения. Узел измерения генерирует также сигналы оптического и электрического испытательных выходов, пропорциональные измеряемой мощности.

Блок микроконтроллера выполняет следующие функции:

- все преобразования измерительной информации в цифровом виде;
- размещение результатов измерений в энергонезависимой памяти; память предназначена для хранения учетных данных, коэффициентов калибровки и конфигурации;
- ведение часов реального времени;
- организацию связи через оптический порт и другие интерфейсы;
- управление трансивером радиомодема;
- управление отображением информации (для счетчика шкафного исполнения);
- управление реле нагрузки (реле управления внешним коммутирующим устройством);
- измерение температуры внутри корпуса счетчика (измерительного блока);
- регистрацию вскрытия крышки кожуха (крышки корпуса) и крышки клеммной колодки счетчика (измерительного блока);
- контроль датчика магнитного поля;
- контроль отклонения измеренных параметров от заданных критериев;
- контроль состояния входов телесигнализации.

Часы реального времени. Встроенные часы реального времени (RTC) дают возможность снабжать учетные данные и события меткой времени, поддерживать тарификацию, обрабатывать команды управления в соответствии с установленным графиком. При работе счетчика в составе измерительной системы обеспечивается постоянная внешняя синхронизация часов счетчика с системными часами АИИС КУЭ через сеть передачи данных. Локальную установку и синхронизацию часов можно также провести через интерфейсы, имеющиеся в соответствующих модификациях.

Реле нагрузки. Счетчик модификации L непосредственного включения позволяет выполнять контроль мощности потребления и управление подачей электроэнергии потребителю при помощи встроенного реле нагрузки для счетчиков непосредственного включения. Максимальный ток реле нагрузки не менее, чем на 10 %

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>— контроль состояния входов телесигнализации.</p> <p>Часы реального времени. Встроенные часы реального времени (RTC) дают возможность снабжать учетные данные и события меткой времени, поддерживать тарификацию, обрабатывать команды управления в соответствии с установленным графиком. При работе счетчика в составе измерительной системы обеспечивается постоянная внешняя синхронизация часов счетчика с системными часами АИИС КУЭ через сеть передачи данных. Локальную установку и синхронизацию часов можно также провести через интерфейсы, имеющиеся в соответствующих модификациях.</p> <p>Реле нагрузки. Счетчик модификации L непосредственного включения позволяет выполнять контроль мощности потребления и управление подачей электроэнергии потребителю при помощи встроенного реле нагрузки для счетчиков непосредственного включения. Максимальный ток реле нагрузки не менее, чем на 10 %</p>						
Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист
								18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

превышает максимальный ток, соответствующий конкретной модификации счетчика. Коммутационная износостойкость контактов реле составляет не менее 1000 циклов. Счетчик модификации L трансформаторного включения позволяет выполнять управление внешним коммутирующим устройством с помощью встроенного сигнального реле с изолированными выводами.

Контроль нагрузки. В счетчиках непосредственного включения модификации L реализована функция контроля мощности потребления и управления нагрузкой потребителей при помощи встроенного реле нагрузки.

Отключение и подключение реле могут быть выполнены:

- удаленно (командой оператора);
- вручную (нажатием кнопки абонентом);
- локально (через функции счетчика, например, ограничение максимальной мощности)

Контроль показателей качества электроэнергии. В счетчиках реализован контроль показателей качества электроэнергии:

- положительное и отрицательное отклонение напряжения;
- отклонение частоты;
- длительность и глубина провалов напряжений;
- длительность перенапряжений.

Контроль положительного и отрицательного отклонения напряжения осуществляется по методике, приведенной в ГОСТ 30804.4.30-2013 для класса A, по критериям, установленным в ГОСТ 32144-2013: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Контроль отклонения частоты осуществляется по методике, приведенной в ГОСТ 30804.4.30-2013 для класса S, по критериям, установленным в ГОСТ 32144-2013: отклонение частоты не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Журнал событий. Счетчик в режиме реального времени реагирует на события, вызванные различными причинами. События могут быть вызваны как самим счетчиком (результатами обработки измеренных данных, сигналами датчиков), так и командами в составе ИСУ. Каждое событие обрабатывается и регистрируется счетчиком в выделенной зоне энергонезависимой памяти счетчика – журнале событий. В соответствии со спецификацией СПОДЭС, в счетчике реализовано семь основных журналов событий по их типам:

- события, связанные с напряжением;
- события, связанные с током;
- события, связанные с включением/выключением счетчика, реле нагрузки;
- события параметрирования счетчика;
- события внешних воздействий;
- события самодиагностики счетчика;
- события по превышению реактивной мощности (тангенс сети).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист
										19
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Уровень ИВКЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматический поиск и включение в схему опроса устройств нижнего уровня;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов, сбор диагностической информации с устройств нижнего уровня, хранение и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM/GPRS, Ethernet, спутниковой связи или RS-485. Передача данных осуществляется по протоколу API, в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 или в соответствии со стандартом СТО 34.01-5.1-006-2017 ПАО «Россети»;
- передача команд управления приборам учета энергоресурсов и устройствам автоматизации с цифровым интерфейсом (управление реле, запись лимитов потребления, тарифного расписания и пр.);
- измерение текущего времени, контроль и синхронизация времени приборам учета энергоресурсов, имеющих встроенные часы;
- обеспечение прямого доступа к приборам учета энергоресурсов с цифровым интерфейсом верхнего уровня;
- самодиагностика с записью в журнале событий.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист	
							20	
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических потоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчетах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учета.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД		Лист 21

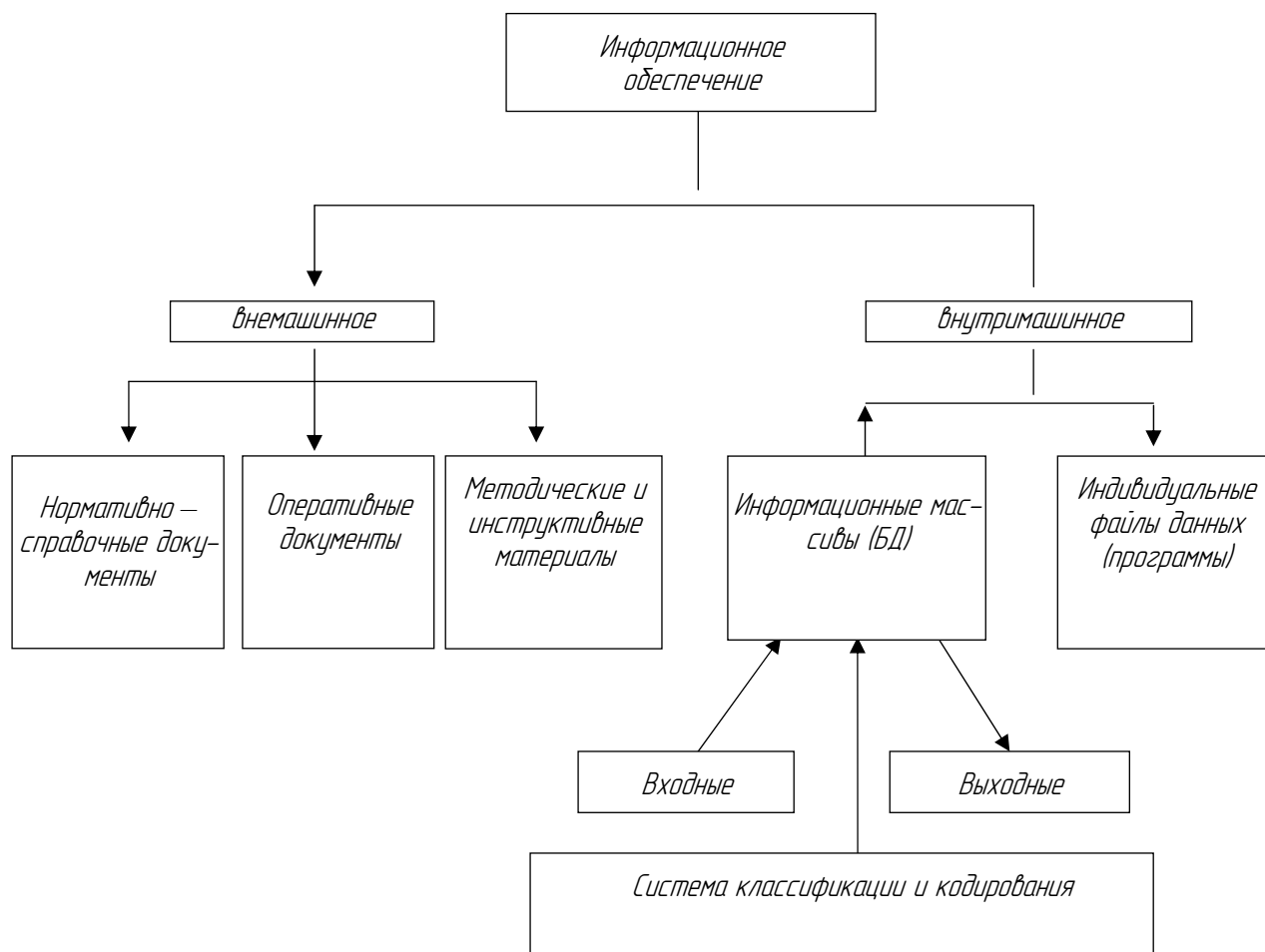


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЗ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЗ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист 22
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

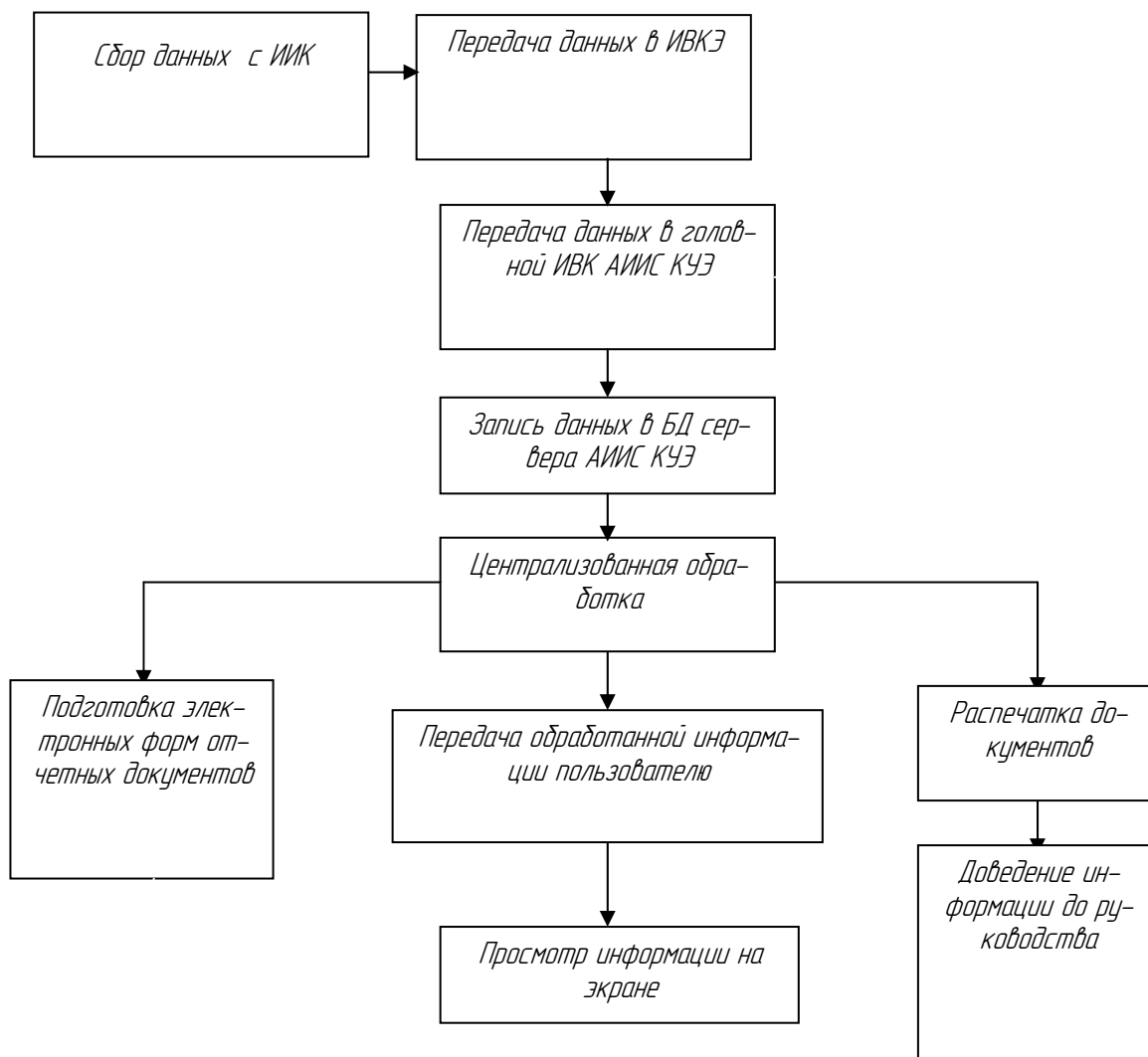


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашиной информации

Внемашина информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);
 - эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
 - проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.
- Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.
- Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.
- Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.
- Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист	
							24	

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ФОБОС компании ООО «Телематические Решения» (торговая марка WAVIoT).

Классы точности счетчиков не хуже 0,5.

Счетчики электрической энергии статические ФОБОС (далее – счетчики) предназначены для измерений активной и реактивной электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22, ГОСТ 31819.23-2012, измерений показателей качества электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.30-2013 в трехфазных трехпроводных и четырехпроводных электрических сетях переменного тока частотой 50 Гц.

Принцип действия счетчиков основан на масштабировании входных сигналов напряжения и тока с дальнейшим преобразованием их в цифровой код и обработкой, а также с последующим отображением на дисплее отсчетного устройства или выносном дисплее результатов измерений и информации:

- количества активной электрической энергии не менее, чем по 4-м тарифам, суммарно по тарифам в двух направлениях (потребление, генерация), кВт·ч;
 - количества реактивной электрической энергии не менее, чем по 4-м тарифам, суммарно по тарифам в двух направлениях (потребление, генерация), кВар·ч;
 - параметров сети (пофазно и суммарно: ток, напряжение, частота сети, коэффициент мощности, активная, реактивная и полная мощности)
 - показателей качества электрической энергии (положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты, глубина и длительность провалов напряжения, длительность перенапряжения);
 - текущего времени и даты.
 - Профили – массивы данных, измеренных и зафиксированных в энергонезависимой памяти счетчика в заданные периоды времени.
 - расчетное соотношение активной и реактивной мощности суммарно и по каждой фазе;
 - расчетный небаланс суммы фазных токов и нулевом проводнике (для счетчиков прямого включения).
- Для передачи результатов измерений и информации в АИИС КУЭ связи со счетчиками с целью их обслуживания и настройки в процессе эксплуатации, используются вспомогательные цепи счетчика, включающие в себя в зависимости от модификации:
- радиointерфейс (радиомодуль, опционально);
 - интерфейс оптического типа (оптический порт, опционально);
 - интерфейс передачи данных RS-485 (опционально);
 - интерфейс Ethernet, (опционально, в том числе, в виде сменного модуля);
 - GSM/GPRS/NB-IoT (опционально, в том числе, в виде сменного модуля);
 - импульсное выходное устройство оптическое;
 - импульсное выходное устройство электрическое (только для шкафного исполнения);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	для передачи результатов измерений и информации в АИИС КЭС связи со счетчиком с целью их обслуживания и настройки в процессе эксплуатации, используются вспомогательные цепи счетчика, включающие в себя в зависимости от модификации:								
			— радиointерфейс (радиомодуль, опционально);								
			— интерфейс оптического типа (оптический порт, опционально);								
						— интерфейс передачи данных RS-485 (опционально);					
						— интерфейс Ethernet, (опционально, в том числе, в виде сменного модуля);					
						— GSM/GPRS/NB-IoT (опционально, в том числе, в виде сменного модуля);					
						— импульсное выходное устройство оптическое;					
						— импульсное выходное устройство электрическое (только для шкафного исполнения);					

— реле управления внешним коммутирующим устройством;

— входы телесигнализации.

Счетчики имеют встроенные энергонезависимые часы реального времени с поддержкой текущего времени (секунды, минуты, часы) и календаря (число, месяц, год).

В счетчиках реализована возможность задания не менее 24 временных тарифных зон суток раздельно для каждого дня недели и праздничных дней, с индивидуальным тарифным расписанием для не менее, чем 12 сезонов года.

Счетчики имеют энергонезависимую память, сохраняющую данные при отключении питания более 30 лет.

Счетчики обеспечивают выполнение следующих дополнительных функций:

- контроль вскрытия крышки корпуса;
- контроль вскрытия крышки клеммной колодки счетчика, сменного модуля;
- контроль температуры внутри счетчика;
- контроль воздействия сверхнормативного магнитного поля;
- контроль напряжения и пропадания фазных напряжений сети переменного тока;
- контроль тока и мощности подключаемой нагрузки;
- фиксация изменений направления перетока мощности;
- контроль отклонения параметров качества электроэнергии;
- контроль правильности чередования фаз;
- контроль тока в нулевом проводе (опционально);
- контроль соотношения реактивной и активной мощности;
- контроль доступа по интерфейсу;
- контроль состояния входов телесигнализации;
- контроль инициализации счетчика с фиксацией даты, времени и интерфейса, посредством которого была указана команда;
- контроль времени последнего сброса счетчика с фиксацией даты, количества сбросов;
- дистанционное отключение/включение подключаемой нагрузки посредством команды от ИС (опционально);
- автоматическое отключение/включение подключаемой нагрузки по установленному критерию контролируемых счетчиком параметров (опционально);
- самодиагностика счетчика.

Инициативная связь

В счетчике с радиointерфейсом реализована функция инициативной связи с АИИС КУЭ, в том числе:

- при вскрытии клеммной крышки;
- при воздействии сверхнормативным магнитным полем;
- при перепрограммировании;
- при превышении максимальной мощности;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										26
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД				

- при отклонении от нормированного (заданного) значения уровня напряжения;
- при возникновении других программируемых событий.

Основные характеристики счетчика Фабас-3

Наименование характеристики						Значение
Тип включения цепей напряжения						Непосредственное или трансформаторное
Тип включения цепей тока						Непосредственное или трансформаторное
Класс точности при измерении активной электрической энергии для модификации:						
– А (по ГОСТ 31819.22)						0,5S
– В (по ГОСТ 31819.22)						0,5S
– С (по ГОСТ 31819.21)						1
– D (по ГОСТ 31819.21)						1
Класс точности при измерении реактивной электрической энергии для модификаций:						
– А						0,5*
– В (по ГОСТ 31819.23)						1
– С (по ГОСТ 31819.23)						1
– D (по ГОСТ 31819.23)						2
Постоянная счетчика, имп./кВт·ч (имп./квар·ч)						от 800 до 10000
Номинальное фазное/линейное напряжение $U_{ном}$, В:						
– для счетчиков непосредственного включения и трансформаторного включения						34230/400
– для счетчиков трансформаторного включения						3457,7/100
Предельный рабочий диапазон напряжений, В						от 0,8· $U_{ном}$ до 1,2· $U_{ном}$
Базовый ток I_b , А						5, 10, 20
Номинальный ток $I_{ном}$, А						1, 2, 5, 10
Максимальный ток $I_{макс}$, А						2, 10, 60, 80, 100
Номинальное значение частоты сети, Гц						50±0,5
Диапазон измерений фазного напряжения переменного тока, В						от 0,8· $U_{ном}$ до 1,2· $U_{ном}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений фазного напряжения переменного тока, %						±0,5
Диапазон измерений силы переменного тока, А:						
– для счетчиков непосредственного включения						от 0,05· I_b до $I_{макс}$
– для счетчиков трансформаторного включения						от 0,01· $I_{ном}$ до $I_{макс}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений силы переменного тока, %						±0,5
Диапазон измерений отрицательного отклонения напряжения переменного тока $dU(-)$, %						от -20 до 0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД

Лист

27

Изм. Колуч. Лист № док. Подп. Дата

Диапазон измерений положительного отклонения напряжения переменного тока $dU(+)$, %	от 0 до +20
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений отрицательного или положительного отклонения напряжения переменного тока, %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц	от 45,0 до 57,5
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,03$
Диапазон измерений отклонения частоты переменного тока Δf , Гц	от -5,0 до +7,5
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений отклонения частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,03$
Диапазон измерений длительности провала и прерывания напряжения Δt_n , с	от 0,02 до 60
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений длительности провала и прерывания напряжения, с	$\pm 0,04$
Диапазон измерений глубины провала напряжения dU_n , %	от 0 до 20
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений глубины провала напряжения, %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений длительности перенапряжения $\Delta t_{перU}$, с	от 0,02 до 60
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений длительности перенапряжения, с	$\pm 0,04$
Диапазон измерений коэффициента мощности KP	от -1 до +1
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений коэффициента мощности	$\pm 0,02$
Диапазон измерений активной электрической мощности P , Вт - для счетчиков непосредственного включения - для счетчиков трансформаторного включения	от $0,8 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$, $0,25 \leq KP \leq 1$ от $0,05 \cdot I_b$ до $I_{макс}$ от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $I_{макс}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной электрической мощности, % - модификации А и В - модификации С и D	$\pm 0,5$ $\pm 1,0$
Диапазон измерений реактивной электрической мощности Q , вар - для счетчиков непосредственного включения - для счетчиков трансформаторного включения	от $0,8 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$, $0,25 \leq KQ \leq 1$ от $0,05 \cdot I_b$ до $I_{макс}$ от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $I_{макс}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной электрической мощности, % - модификация А - модификации В и С - модификация D	$\pm 0,5$ $\pm 1,0$ $\pm 2,0$

						ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		28

-	счетчика шкафного исполнения	1,5
-	измерительного блока исполнения «Сплит» выносного дисплея	2
-	выносного дисплея ДВ-2 (без адаптера питания)	0,3
	Средняя наработка счетчика на отказ, ч, не менее	280000
	Средний срок службы счетчика, лет, не менее	30
	Нормальные условия измерений:	
-	температура окружающего воздуха, °C	от +15 до +25
-	относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80
	Рабочие условия измерений:	
-	температура окружающего воздуха (кроме выносного дисплея ДВ-2), °C	от -40 до +70
-	температура окружающего воздуха для выносного дисплея ДВ-2, °C	от 0 до +50
-	относительная влажность воздуха при температуре окружающего воздуха +25 °C, %, не более	98

Основные технические характеристики Фобос-1

Диапазон измерений полной электрической мощности S , В·А		от $0,8U_{ном}$ до $1,2U_{ном}$ от $0,05I_B$ до $I_{макс}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений полной электрической мощности, % *		$\pm 1,0$
Диапазон измерений отрицательного отклонения напряжения переменного тока dU (-), %		от -20 до 0
Диапазон измерений положительного отклонения напряжения переменного тока dU (+), %		от 0 до +20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений положительного и отрицательного отклонения напряжения переменного тока, %		$\pm 0,5$
Диапазон измерений силы переменного тока, А		от $0,05I_B$ до $I_{макс}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений силы переменного тока, % *		$\pm 0,5$
Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц		от 45,0 до 57,5
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока, Гц *		$\pm 0,03$
Диапазон измерений отклонения частоты переменного тока Δf , Гц		от -5,0 до +7,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отклонения частоты переменного тока, Гц		$\pm 0,03$
Диапазон измерений коэффициента мощности K_p		от -1 до +1
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений коэффициента мощности *		$\pm 0,02$

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД

Лист

31

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений текущего времени, с/сутки	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной температурной погрешности измерений текущего времени, с/°C в сутки	$\pm 0,1$
Стартовый ток, не менее: для счётчиков класса точности 1 по ГОСТ 31819.21-2012 и ГОСТ 31819.23-2012 непосредственного включения	$0,004 I_N$
Примечание — * Пределы допускаемой дополнительной погрешности, вызываемой изменением температуры окружающей среды на ± 10 °C, составляют $\frac{1}{2}$ от пределов допускаемой основной погрешности.	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист	
							32	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Наименование характеристики	Значение
Полная мощность, потребляемая цепью тока, при номинальном токе, номинальной частоте и нормальной температуре, В·А, не более	0,1
Полная (активная) мощность, потребляемая цепью напряжения при номинальном напряжении, нормальной температуре и номинальной частоте без учета потребления энергии цепью тока (В·А), не более	10,0 (2,0)
Количество тарифов, не менее	4
Наличие дополнительных интерфейсов*: — модификация R: RS-485, скорость, бит/с, не менее — модификация E: Ethernet, скорость, Мбит/с, не менее	9600 10
Поддерживаемые протоколы обмена: — по радиointерфейсу NB-Fi — по оптопорту — по RS-485 — по интерфейсам Ethernet, GPRS, G2, G3, G4, G5, NB-IoT)	NB-Fi, СПОДЭС СПОДЭС СПОДЭС
Количество записей в «Журнале событий», не менее	1000
Глубина хранения активной и реактивной электрической энергии (приращения или накопления: прием, отдача) за 60-минутные интервалы времени, суток, не менее	128
Глубина хранения активной и реактивной электрической энергии (приращения или накопления: прием, отдача) за сутки, суток не менее	128
Глубина хранения активной и реактивной электрической энергии (приращения или накопления: прием, отдача), за прошедший месяц, лет, не менее	3,5
Глубина хранения профилей параметров сети с дискретностью 30 минут, суток, не менее	7
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015, для счетчиков модификаций: - ФОБОС 1 шкафного исполнения, не менее - ФОБОС 1 в корпусе «Сплит», не менее	IP51 IP54
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более: — ФОБОС 1 шкафного «базового» исполнения — ФОБОС 1 в корпусе «Сплит»** «базового» исполнения — ФОБОС 1 шкафного исполнения (1) (минимальная конфигурация) — выносного дисплея ДВ-2	210×130×80 179×119×59 210×150×65 136,2×102×60 150×105×30
Масса счетчиков, кг, не более - ФОБОС 1 шкафного исполнения - ФОБОС 1 в корпусе Сплит - выносного дисплея ДВ-2 (без адаптера питания)	0,7 1,3 0,3
Срок службы встроенного источника постоянного тока, лет, не менее	16
Длительность хранения информации при отключении питания, лет, не менее	30
Средняя наработка счетчика на отказ, ч, не менее	280000
Средний срок службы, лет, не менее	30

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист
							33

Защита информации

Защита параметров и данных УСПД от несанкционированного доступа по интерфейсам организована с помощью использования многоуровневой (не менее 2-х) системы паролей. Физический доступ к УСПД не позволяет получить доступ к изменению параметров или данных. Несанкционированное изменение настроечных параметров невозможно без вскрытия вычислительного модуля УСПД. Обмен по интерфейсам, в том числе, с устройствами нижнего уровня, с верхним уровнем и между внешней и внутренней частями ПО, защищен системой шифрования.

Работа УСПД

Принцип действия УСПД основан на обмене данными в цифровой форме по радиоканалу NB-Fi с устройствами нижнего уровня с последующей обработкой, хранением полученной информации в энергонезависимой памяти и выдачей накопленной информации по интерфейсам GSM\GPRS, Ethernet, спутниковой связи или RS-485 периодически по регламенту, спорадически или по запросу на верхний уровень.

УСПД предназначено преимущественно для наружного применения. Для достижения наилучшей работоспособности антенно-фидерные компоненты УСПД устанавливаются преимущественно на верхних элементах конструкций зданий, опорах ЛЭП, вышках и других сооружениях, имеющих преобладающую высоту на местности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
										35
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Основные технические характеристики УСПД «Вавот»

Параметр		Значение
Пределы абсолютной погрешности хода часов в сутки, при отсутствии внешней синхронизации, с		±1,0
Пределы дополнительной температурной погрешности хода часов в сутки в рабочем диапазоне температур, с/°C		±0,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении: - активной электрической энергии, Вт·ч - реактивной электрической энергии, вар·ч - активной электрической мощности, Вт - реактивной электрической мощности, вар - полной электрической мощности, В·А		±1
Нормальные условия измерений	Температура окружающей среды, °C	20 ± 5
	Относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80
	Атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 84 до 106 (от 630 до 765)
	Номинальное напряжение переменного тока основного источника питания, В	230
	Номинальное напряжение постоянного тока резервного источника питания, В	12
Рабочие условия эксплуатации	Температура окружающей среды, °C	от - 50 до +70
	Относительная влажность воздуха (без конденсации влаги), %, не более	98
	Атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 60 до 106,7 (от 460 до 800)
	Диапазон напряжений переменного тока основного источника питания, В	от 176 до 276
	Диапазон напряжений постоянного тока резервного источника питания, В	от 8 до 15
Время установления рабочего режима, мин, не более		3
Потребляемая мощность, Вт, не более		30
Максимальное количество подключаемых приборов учета энергоресурсов, ед		10000
Глубина хранения основных данных при количестве приборов учета энергоресурсов 1000: - суточные данные приборов учета энергоресурсов 60-минутных приращений энергоносителя, сут., не менее - энергопотребление за сутки, сут., не менее - энергопотребление за месяц, месяцев, не менее		90 36 36 5000
Срок хранения результатов измерения при отсутствии питания, лет, не менее		3,5
Источник сигналов точного времени типа GPS/ГЛОНАСС		есть

Параметр		Значение
Ведение «журнала событий» с регистрацией времени и даты следующих фактов: -наличие факта параметризации УСПД и приборов учета энергоресурсов с цифровым интерфейсом -наличие факта коррекции времени в приборах учета энергоресурсов с цифровым интерфейсом -попытка несанкционированного доступа к приборам учета энергоресурсов - перезапуск (при пропадании напряжения, заклинивании и т.п.)		есть есть есть есть
Габаритные размеры УСПД без учета дополнительного набора антенн и коммутирующих устройств (высота; ширина; глубина), мм, не более		600; 400; 200
Масса УСПД без учета дополнительного набора антенн и коммутирующих устройств, кг, не более		10
Степень защиты корпуса УСПД от проникновения твердых предметов и воды (по ГОСТ 14254-2015)		IP66
Средняя наработка на отказ, ч, не менее		160000
Средний срок службы, лет, не менее		30

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД

Лист

36

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЭ функционирует на следующих уровнях:

- уровень программного обеспечения Фобос;
- уровень программного обеспечения УСПД Вавиот.

6.1 Состав и архитектура ПО АИИС КУЭ

Программное обеспечение счетчика (далее – ПО) состоит из встроенного программного обеспечения, «зашифрованного» в блок микроконтроллера, и внешнего программного обеспечения, позволяющего считывать со счетчика данные, передавать команды управления реле, синхронизировать время встроенных часов, а также его конфигурировать через интерфейсы счетчика.

Встроенное ПО

Встроенное ПО функционально разделено на метрологически значимое ПО и пользовательское ПО.

Метрологически значимое ПО определяет все алгоритмы работы блока измерений, в том числе, формирование сигналов оптического и электрического испытательных выходов, а также функционирование и обеспечение точности хода встроенных часов реального времени.

Метрологически значимое ПО является неизменным для данного типа средства измерений и описывается контрольной суммой, указываемой в паспорте счетчика.

Пользовательское ПО обеспечивает цифровое преобразование измеренных данных, запись их в энергонезависимую память, воспроизведение на дисплее, передачу по интерфейсам связи в соответствии с заданной конфигурацией счетчика, результатами преобразований, а также с учетом сигналов датчиков, воздействий на кнопки управления и команд, полученных по интерфейсам связи.

Пользовательское ПО счетчика постоянно развивается. Особенности реализации функционала, поддерживаемого счетчиком в рамках утвержденного Описания типа, сильно зависят от версии пользовательского ПО, а также от конкретной конфигурации, записанной в счетчик. Все счетчики поставляются заказчику с предустановленной «заводской» конфигурацией или конфигурацией, согласованной с заказчиком.

Внешнее ПО

Внешнее ПО – сервисное программное обеспечение «Конфигуратор ФОБОС», устанавливается в компьютер по ссылке на сайте производителя <https://waviot.ru>.

При помощи сервисного ПО к счетчику можно подключаться через любой интерфейс настоящего, с использованием преобразователей. Порядок подключения и работы с сервисным ПО изложены в инструкции, доступной на сайте производителя.

ПО АИИС КУЭ

К данным счетчика и к самому счетчику можно получить доступ путем подключения его к ПТК «ВАВИОТ» (регистрационный № 67903–17), в состав которого входит базовая станция, обеспечивающая связь с счетчиком через радиointерфейс, а также сервис «Личный кабинет».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Внешнее ПО – сервисное программное обеспечение «Конфигуратор ФОБОС», устанавливается в компьютер по ссылке на сайте производителя https://waviot.ru.</p> <p>При помощи сервисного ПО к счетчику можно подключаться через любой интерфейс настоящего, с использованием преобразователей. Порядок подключения и работы с сервисным ПО изложены в инструкции, доступной на сайте производителя.</p> <p>ПО АИИС КУЭ</p> <p>К данным счетчика и к самому счетчику можно получить доступ путем подключения его к ПТК «ВАВИОТ» (регистрационный № 67903-17), в состав которого входит базовая станция, обеспечивающая связь с счетчиком через радиointерфейс, а также сервис «Личный кабинет».</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД		Лист
								37

О возможности использования данного сервиса можно узнать в службе поддержки клиентов производителя support@waviot.ru.

Подключение к счетчику позволяет производить все необходимые действия: считывание текущих показаний, архивов данных, считывание/запись тарифного расписания, лимитов мощности, напряжения и других настроек.

Программным обеспечением УСПД «Вавиот» является ПО «УСПД конфигуратор». Подробная инструкция к установке и настройке УСПД приведена в руководстве по эксплуатации

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист	
							38	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.

Взам. инв. №	<p>2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);</p> <ul style="list-style-type: none">- поверку АИИС КУЭ;- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.					
	<p>7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока</p> <p>Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.</p>					
	Инв. № подл.					

						ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист
							39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электроэнергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114–98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019–80, ГОСТ 12.2.007.0–75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3–75 и ГОСТ 12.2.007.0–75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261–94 и ГОСТ 12.1038–82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0–75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003–91 и ГОСТ 12.2.007.0–75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	требованиям, предъявляемым к ЭВМ.					
			7.6 Контроль точности результатов измерений					
			Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.					
Задачами контроля точности являются проверки:								
- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;								
						ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД		Лист
								40
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f(5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f(20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 4 1
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД			

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

<i>Элемент системы</i>	<i>Тип</i>	<i>Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений</i>
<i>Счетчик</i>	<i>Фобос 3Т</i>	<i>66754-17</i>
<i>Счетчик</i>	<i>Фобос 3 сплит</i>	<i>66754-17</i>
<i>Счетчик</i>	<i>Фобос 1 сплит</i>	<i>66753-17</i>
<i>УСПД</i>	<i>УСПД «Вадуот»</i>	<i>71879-18</i>

<i>Инв. № подл.</i>	<i>Подп. и дата</i>	<i>Взам. инв. №</i>							<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Колуч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>				<i>42</i>

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №

```
graph TD; A[Служба АИИС КУЭ] --- B[Начальник службы]; B --- C[Группа администрирования]; B --- D[Группа эксплуатации];
```

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК.

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КЧЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КЧЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КЧЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КЧЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КЧЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
										44
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 1010 шт.
- Шкаф УСПД 3 шт.

Согласно ГОСТ 27.002-89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надежности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ;
- счётчики электрической энергии;
- УСПД.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист	
							45	

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003-90. В таблицах 2.1–2.5 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	Фабос 3Т	Восстанавливаемый	17
Счетчик	Фабос 3 сплит	Восстанавливаемый	56
Счетчик	Фабос 1 сплит	Восстанавливаемый	937

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Вавиот	Восстанавливаемый	3

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003-90 для измерительных ТТ, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

Измерительные ТТ относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Шкаф УСПД относится к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надёжности:

а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:

средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД		Лист
									46
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983–2001 и ГОСТ 7746–2001.

д) для счетчиков электроэнергии:

средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;

среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.

в) для системы шкафов УСПД:

средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;

время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надежности элементов АИИС

При проведении оценок надежности АИИС КУЭ будем использовать данные по надежности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надежности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надежности.

Расчет показателей надежности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИИК					
1	Счетчик	Фабас 3Т	17	280000	Описание типа
2	Счетчик	Фабас 3 сплит	56	280000	Описание типа
3	Счетчик	Фабас 1 сплит	937	280000	Описание типа
ИВКЭ					
13	УСПД	Вабиот	3	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИИК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Взам. инв. №		Подп. и дата		<table><tr><td>3</td><td>Счетчик</td><td>Фабас 1 сплит</td><td>937</td><td>280000</td><td>Описание типа</td></tr><tr><td colspan="6">ИВКЭ</td></tr><tr><td>13</td><td>УСПД</td><td>Вабиот</td><td>3</td><td>160000</td><td>Паспорт</td></tr></table>						3	Счетчик	Фабас 1 сплит	937	280000	Описание типа	ИВКЭ						13	УСПД	Вабиот	3	160000	Паспорт			
				3	Счетчик	Фабас 1 сплит	937	280000	Описание типа																					
				ИВКЭ																										
13	УСПД	Вабиот	3	160000	Паспорт																									
Инв. № подл.				<p>Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).</p> <p>9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИИК</p> <p>Результат расчета представлен в таблице 1.</p> <p>Таблица 1.</p> <table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="3">ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД</td><td>Лист</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>47</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист							47	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
										ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист																			
											47																			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																									

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электро-энергии	Фобос 3Т	17	280000	0,0000607
2	Счетчик электро-энергии	Фобос 3 сплит	56	280000	0,0002000
3	Счетчик электро-энергии	Фобос 1 сплит	937	280000	0,0033464
Итого для ИМК					0,0000885000

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИВКЭ

Результат расчета представлен в таблице 6

Таблица 6.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Вакуум	3	160000	0,00001875
Итого для ИВКЭ					0,00001875

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{общ} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
							48

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0036259$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 2754$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 275 / (2 + 275) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 280000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

– счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>3.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений</p> <p>ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:</p> <p>Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 280000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.</p> <p>В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:</p> <ul style="list-style-type: none">- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений; <p>Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.</p>					
							ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
								49
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при $t=0$.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 9.1.

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжести последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надёжности необходимо предусмотреть комплект ЗИП. Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t,$$

где Q – количество запасных элементов;

N – количество элементов;

t – % (процент на основании договора).

В результате расчета будет получено количество ЗИП.

Исходя из финансово-экономического обоснования, комплект ЗИП на каждую подстанцию будет входить в групповой комплект ЗИП, рассчитанный на ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.19.ТД	Лист
							50

*“Создание автоматизированной информационно –измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

Установка АИИС КУЭ на КТП –0,4 кВ и ВЛ –0,4 кВ

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.19. КТП.РД

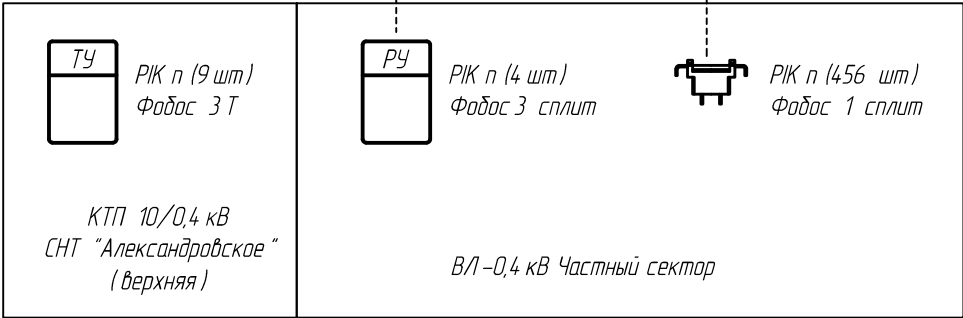
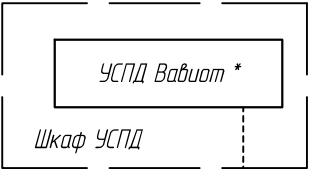
Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта									
Обозначение			Наименование				Примечание		
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.С 1			Схема структурная						
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.СБ			Схема однолинейная						
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.С 5			Схема подключения						
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.СА			Чертеж установки технических средств						
Ведомость ссылочных и прилагаемых документов									
Обозначение			Наименование				Примечание		
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.В 4			Спецификация оборудования и материалов						
			Приложение А. Сводная таблица по точкам учета						
<p>Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТРП</p>									
Согласовано							<div>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.ВД</div> <div>Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ</div> <div>000 "Инэнерготех"</div>		
Взам. инв. №							<div>Стадия</div> <div>Р</div> <div>Лист</div> <div></div> <div>Листов</div> <div>1</div>		
Подпись и дата							<div>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.ВД</div> <div>Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ</div> <div>000 "Инэнерготех"</div>		
Инв. № подл.							<div>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.ВД</div> <div>Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ</div> <div>000 "Инэнерготех"</div>		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р1К1-9	Счетчик электроэнергии Фабас 3 Т (Ф 3-510-IQORL-A)	9	Технический учет
2	Р1К61, Р1К155, Р1К277, Р1К397	Счетчик электроэнергии Фабас 3 сплит (Ф 3-5100-IOLS-C)	4	Расчетные счетчики
3	Р1К10-60, Р1К62-128, Р1К129-154, Р1К156-228, Р1К229-276, Р1К278-285, Р1К286-327, Р1К328-348, Р1К349-368, Р1К369-396, Р1К398-447, Р1К448-469	Счетчик электроэнергии Фабас 1 сплит (Ф 1-5100-IOLS-C)	456	Расчетные счетчики



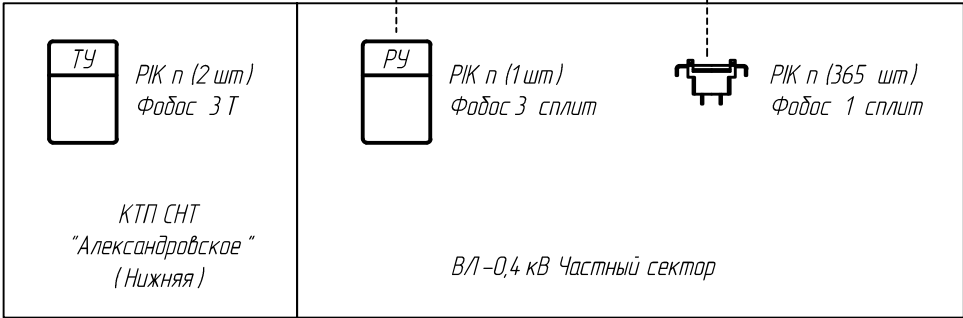
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.
3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.
4. Р1Кп – п соответствует номеру ТУ по приложению А.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.С 1

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Логашева			2020	Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ		
Провер.		Козлов			2020			
Утв.		Савченко			2020	Схема структурная		
						ООО "Инэнерготех"		

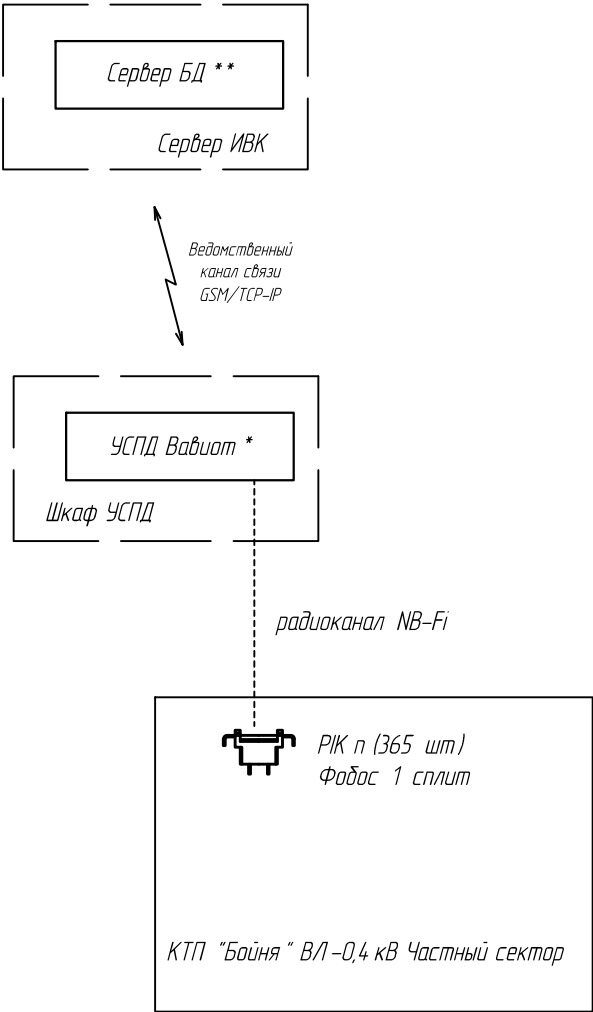
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК470, РІК471	Счетчик электроэнергии Фабас 3 Т (Ф 3-510-IQORL-A)	2	Технический учет
2	РІК732	Счетчик электроэнергии Фабас 3 сплит (Ф 3-5100-IOLS-C)	1	Расчетные счетчики
3	РІК472-РІК731, РІК733-РІК762	Счетчик электроэнергии Фабас 1 сплит (Ф 1-5100-IOLS-C)	365	Расчетные счетчики



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.
3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.
4. РІКn – n соответствует номеру ТУ по приложению А.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<div>1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.</div> <div>2. * – рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.</div> <div>3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.</div> <div>4. РИп – п соответствует номеру ТУ по приложению А.</div>						
								ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.С1	Лист
									2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК838-РК871	Счетчик электроэнергии Фабас 1 сплит (Ф 1-5100-ЮLS-C)	34	Расчетные счетчики



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.
3. ** - сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.
4. РКn - n соответствует номеру ТУ по приложению А.

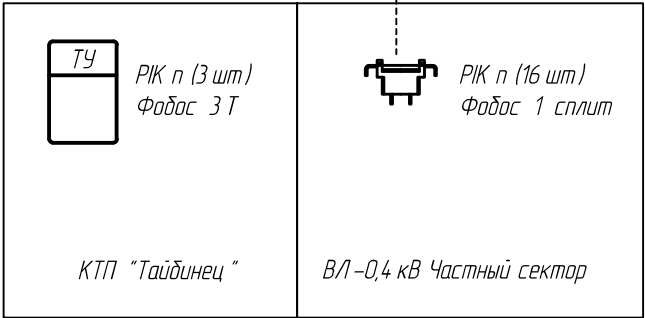
Инв. № подл.	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.С1	Лист
	Подпись и дата						3
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

<p>1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.</p> <p>2. * – рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.</p> <p>3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.</p> <p>4. РІКп – п соответствует номеру ТУ по приложению А.</p>					
--	--	--	--	--	--

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК872, РІК873, РІК 874	Счетчик электроэнергии Фабас 3 Т (Ф 3-510-IQORL-A)	3	Технический учет
2	РІК875-РІК890	Счетчик электроэнергии Фабас 1 сплит (Ф 1-5100-IQLS-C)	16	Расчетные счетчики



радиоканал NB-Fi



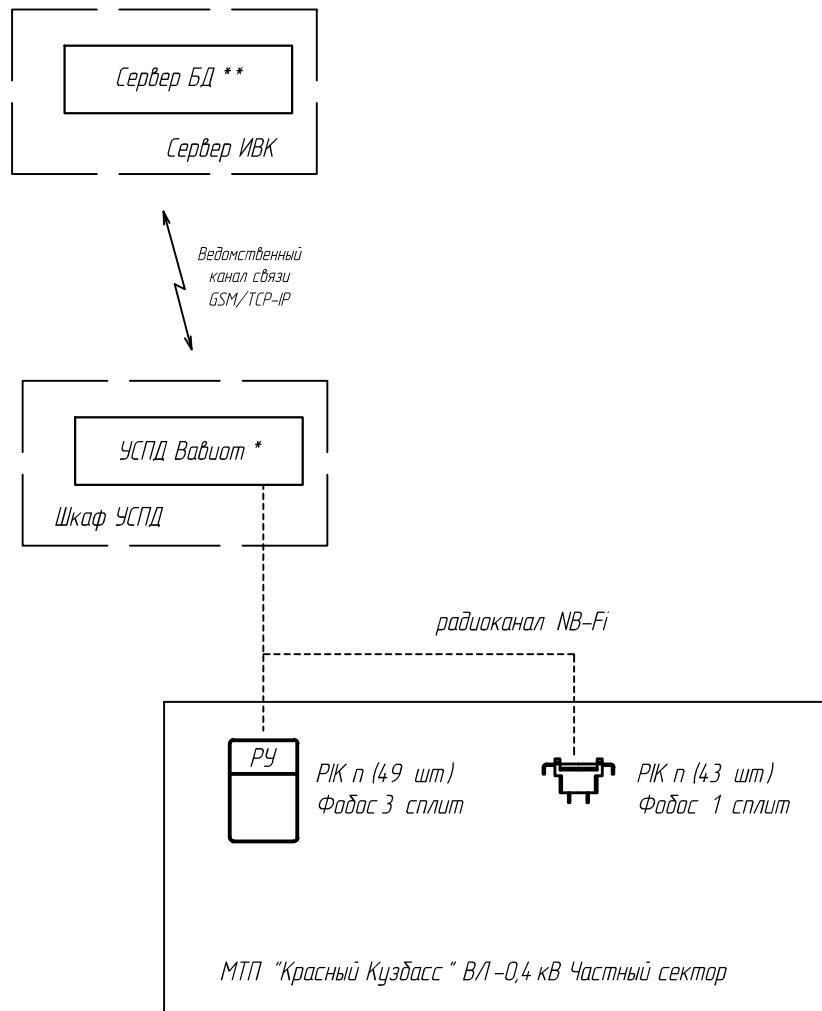
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.
- ** - сервер уровня ИБК в данном проекте не предусматривается.
- РІКп - п соответствует номеру ТУ по приложению А.

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.С1

Лист

4

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК895-902, РІК904, РІК906-908, РІК910, РІК911, РІК917, РІК919-922, РІК925, РІК927-934, РІК937, РІК943, РІК945, РІК947, РІК949, РІК950, РІК952-954, РІК958, РІК964, РІК966, РІК967, РІК970, РІК971, РІК974, РІК976, РІК978-981	Счетчик электроэнергии Фабас 3 сплит (Ф 3-5100-IOLS-C)	49	Расчетные счетчики
2	РІК891-894, РІК903, РІК905, РІК909, РІК912-916, РІК918, РІК923, РІК924, РІК926, РІК935, РІК936, РІК938, РІК939, РІК940-942, РІК944, РІК946, РІК948, РІК951, РІК955-957, РІК959-963, РІК965, РІК968, РІК969, РІК972, РІК973, РІК975, РІК977, РІК982	Счетчик электроэнергии Фабас 1 сплит (Ф 1-5100-IOLS-C)	43	Расчетные счетчики



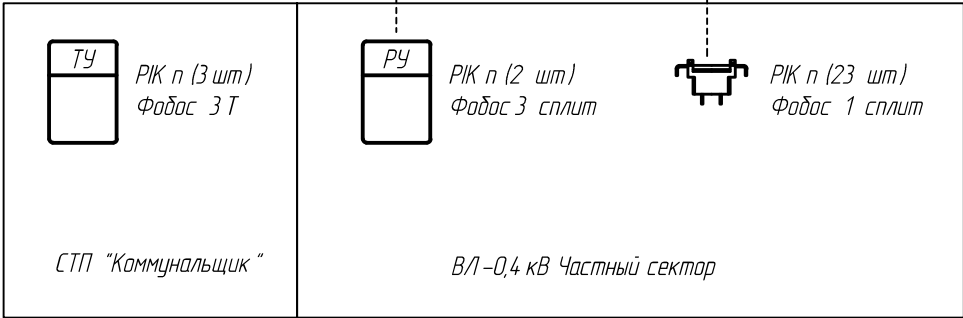
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.
3. ** - сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.
4. РІКп - п соответствует номеру ТУ по приложению А.

Взам. инв. №		Подпись и дата		<div><div><div><div>РД</div><div>РД</div></div><div>РД п (49 шт) Фабас 3 сплит</div></div><div><div><div><div></div><div></div></div><div>РД п (43 шт) Фабас 1 сплит</div></div></div></div> <div>МТП "Красный Кузбасс" ВЛ-0,4 кВ Частный сектор</div>					
Инв. № подл.	<div><div>1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.</div><div>2. * – рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.</div><div>3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.</div><div>4. РДп – п соответствует номеру ТУ по приложению А.</div></div>						Лист		
							ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.С1		5
	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК983, РІК984, РІК985	Счетчик электроэнергии Фабас 3 Т (Ф 3-510-IQORL-A)	3	Технический учет
2	РІК988, РІК991	Счетчик электроэнергии Фабас 3 сплит (Ф 3-5100-IOLLS-C)	2	Расчетные счетчики
3	РІК986, РІК987, РІК989, РІК990, РІК992-1010	Счетчик электроэнергии Фабас 1 сплит (Ф 1-5100-IOLLS-C)	23	Расчетные счетчики



радиоканал NB-Fi



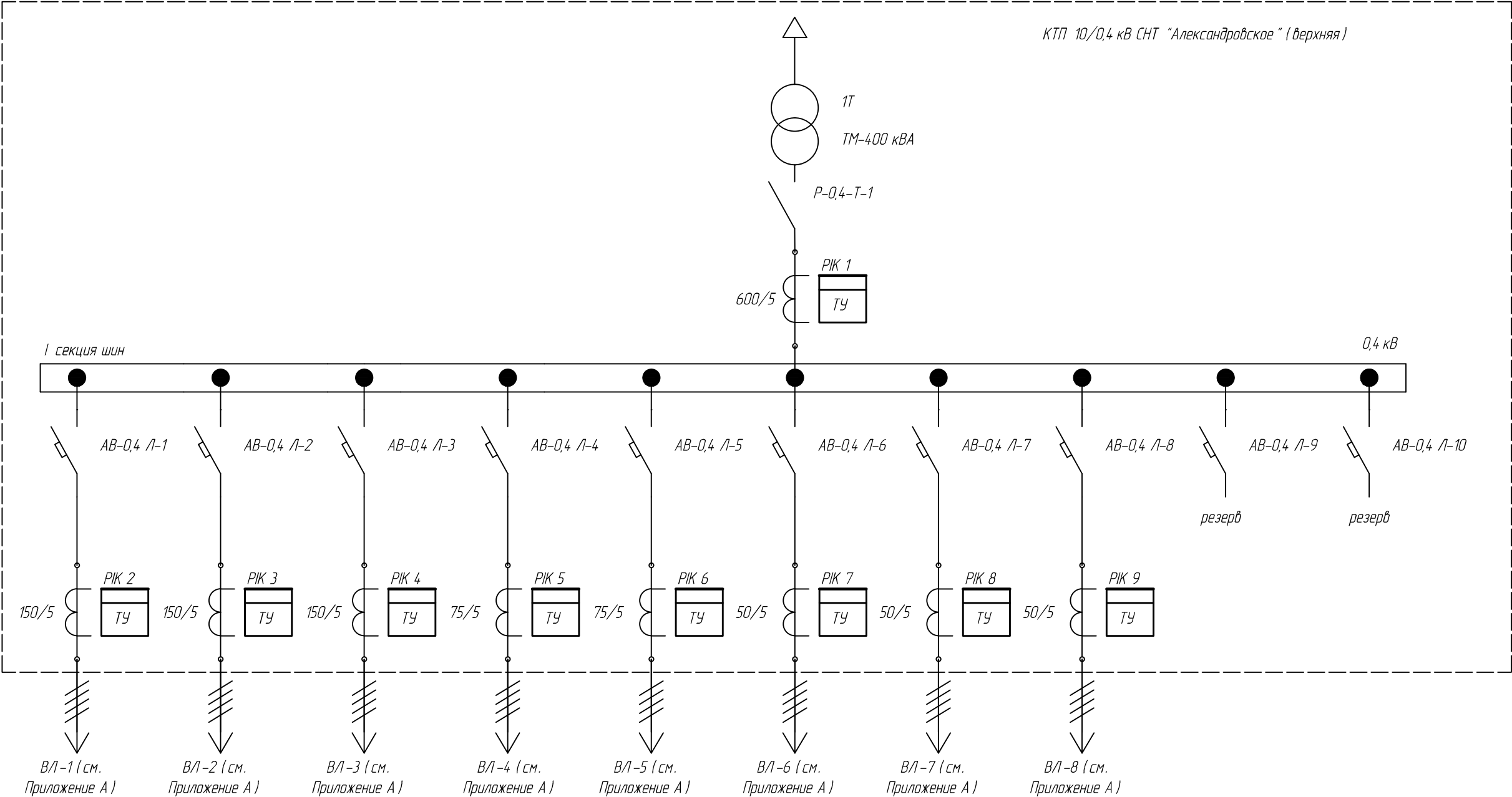
Взам. инв. №		Подпись и дата		<p>1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.</p> <p>2. * – рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.</p> <p>3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.</p> <p>4. РІКп – п соответствует номеру ТУ по приложению А.</p>			
Инв. № подл.							
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.С1	Лист
							6
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



Условные графические обозначения	
	Счетчик электрической энергии
	Измерительный трансформатор тока
	Автоматический выключатель
	Разъединитель

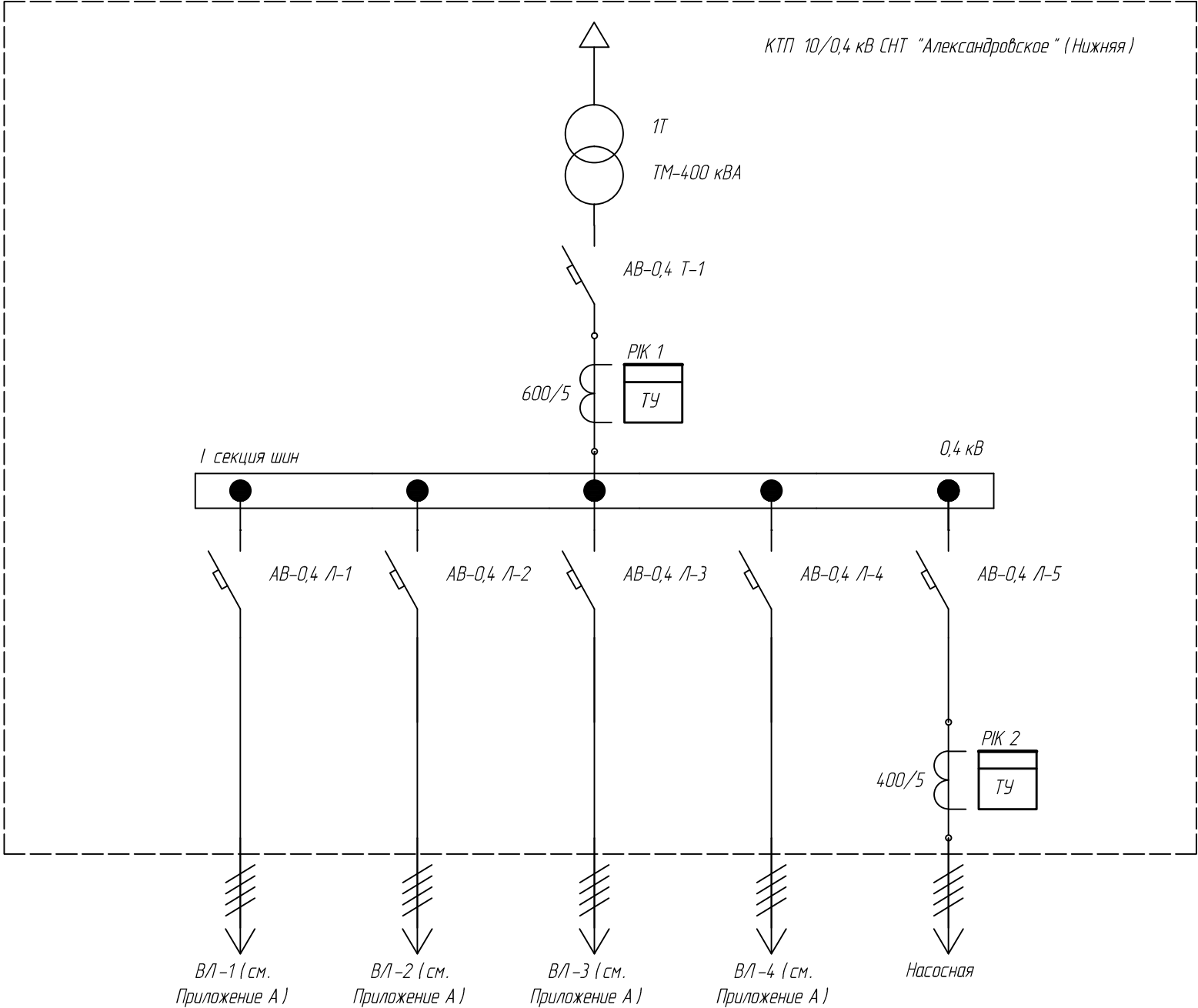
№ Фидера		Ввод 1	1	2	3	4	5	6	7	8	Итого
	1 ф		118	99	56	42	78	22	20	21	456
	3 ф		1	1	1		1				4
	3 ф ТТ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
Итого :		1	120	101	58	43	80	23	21	22	469

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока, должен быть не ниже 0,5.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.19. КТП.РД.СБ			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4 кВ и ВЛ-0,4 кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	6
Провер.		Козлов			2020				
						Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

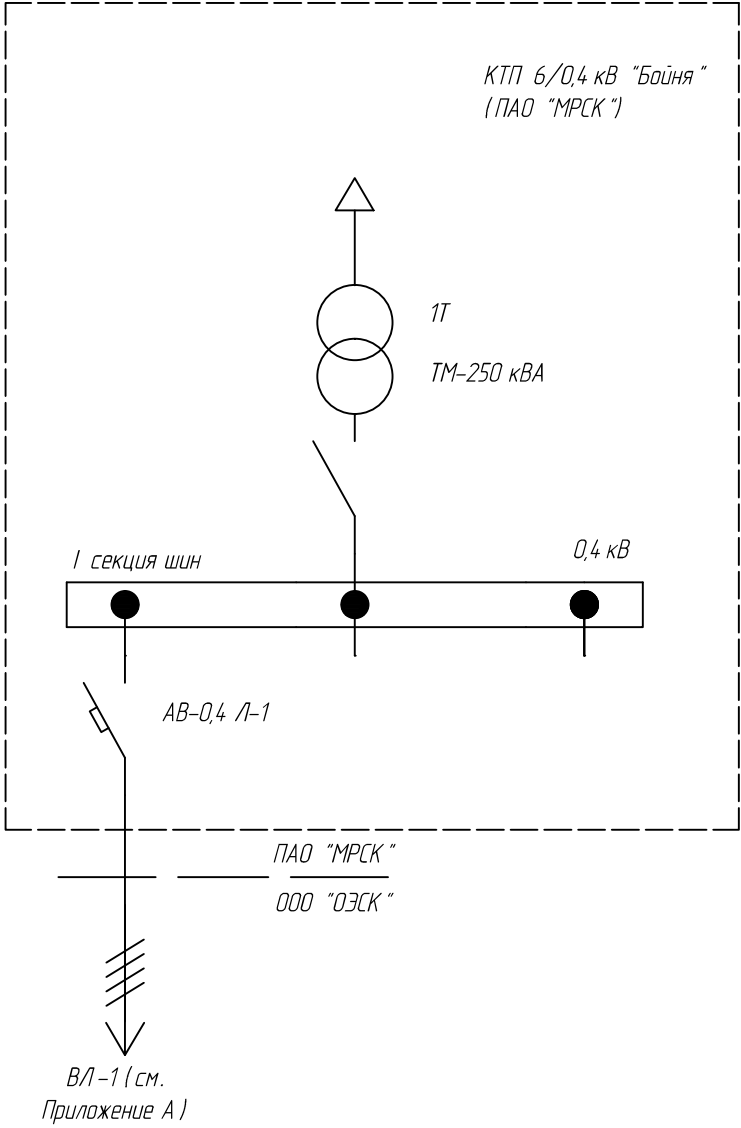
Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

№ Фидера		Ввод 1	1	2	3	4	5	Итого :
	1 ф		99	86	75	105		365
	3 ф					1		1
	3 ф ТТ	1					1	2
Итого :		1	99	86	75	106	1	368



Условные графические обозначения	
	Счетчик электрической энергии
	Измерительный трансформатор тока
	Автоматический выключатель

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока, должен быть не ниже 0,5.



Условные графические обозначения	
	Счетчик электрической энергии
	Измерительный трансформатор тока
	Автоматический выключатель
	Разъединитель

№ Фидера		1	Итого :
	1 ф	34	34
	3 ф		
	3 ф ТТ		
Итого :		34	34

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока, входящие в состав АИИС КЧЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока, должен быть не ниже 0,5.

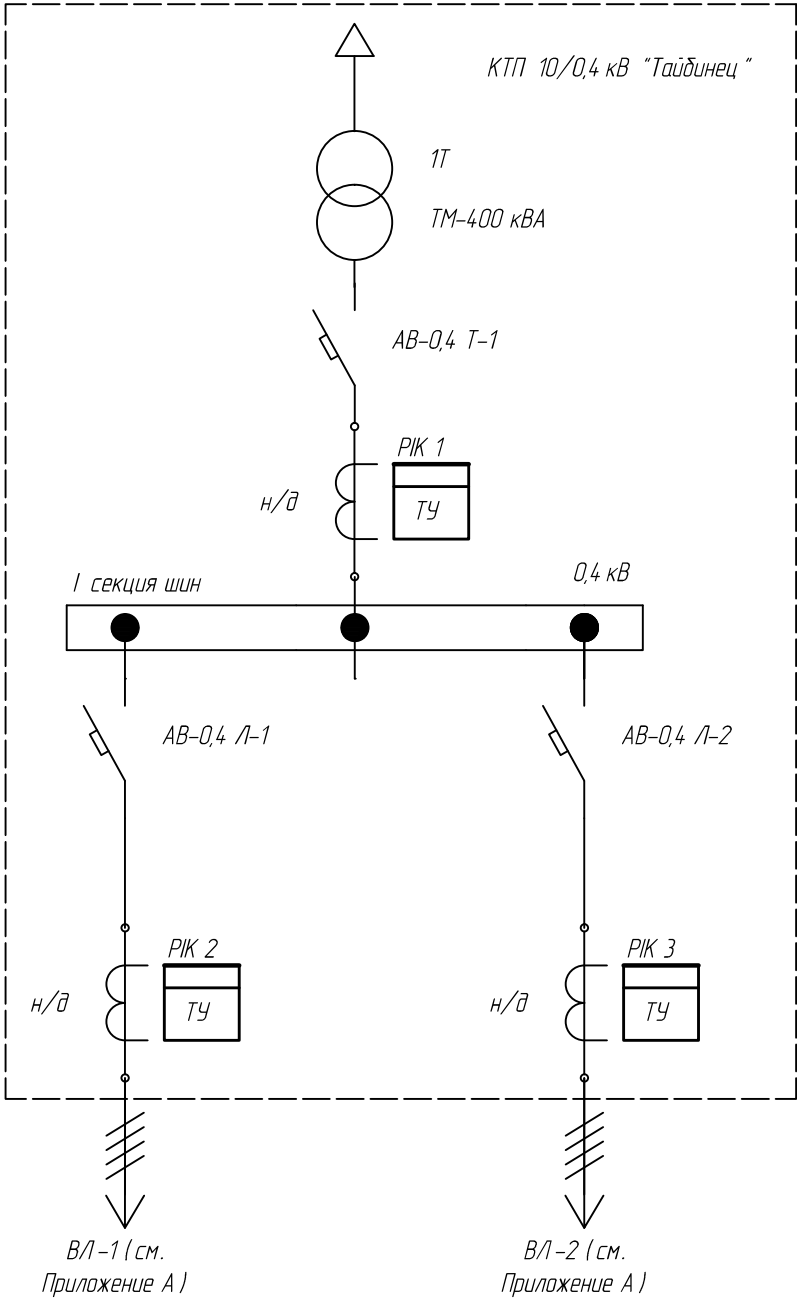
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.СБ

Лист

3



Условные графические обозначения	
	Счетчик электрической энергии
	Измерительный трансформатор тока
	Автоматический выключатель

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

№ Фидера		Ввод 1	1	2	Итого :
	1 ф		2	14	16
	3 ф				
	3 ф ТТ	1	1	1	3
Итого :		1	3	15	19

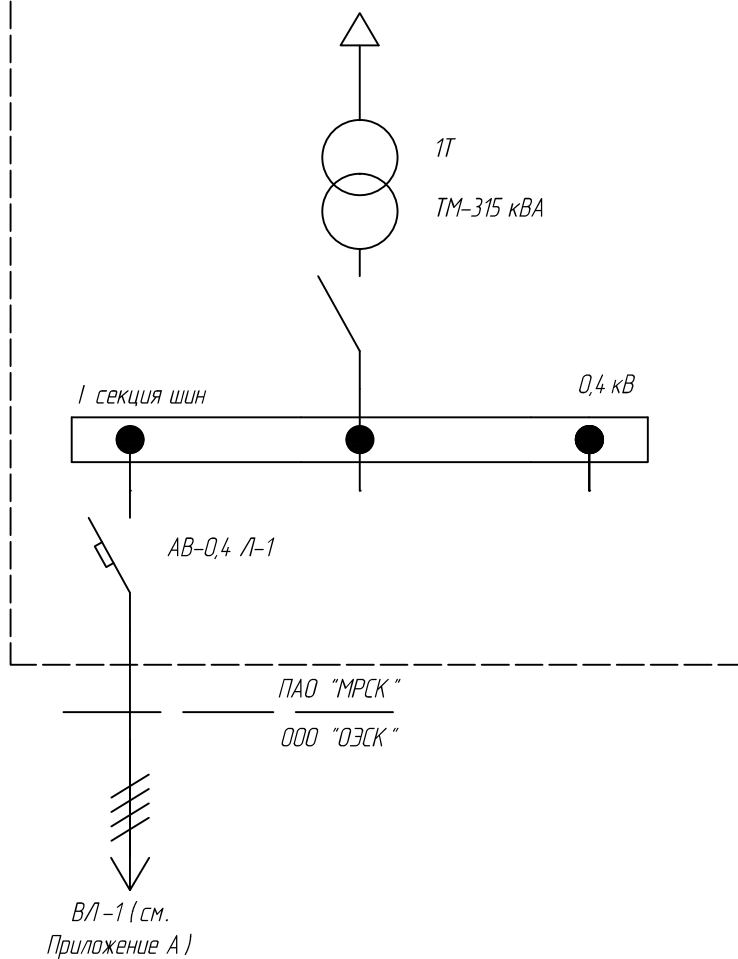
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока, должен быть не ниже 0,5.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.СБ

Лист
4

МТП 10/0,4 кВ "Красный Кузбасс"



Условные графические обозначения

	Счетчик электрической энергии
	Измерительный трансформатор тока
	Автоматический выключатель
	Разъединитель

№ Фидера	1	Итого :
1 ф	43	43
3 ф	49	49
3 ф ТТ		
Итого :	92	92

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока, должен быть не ниже 0,5.

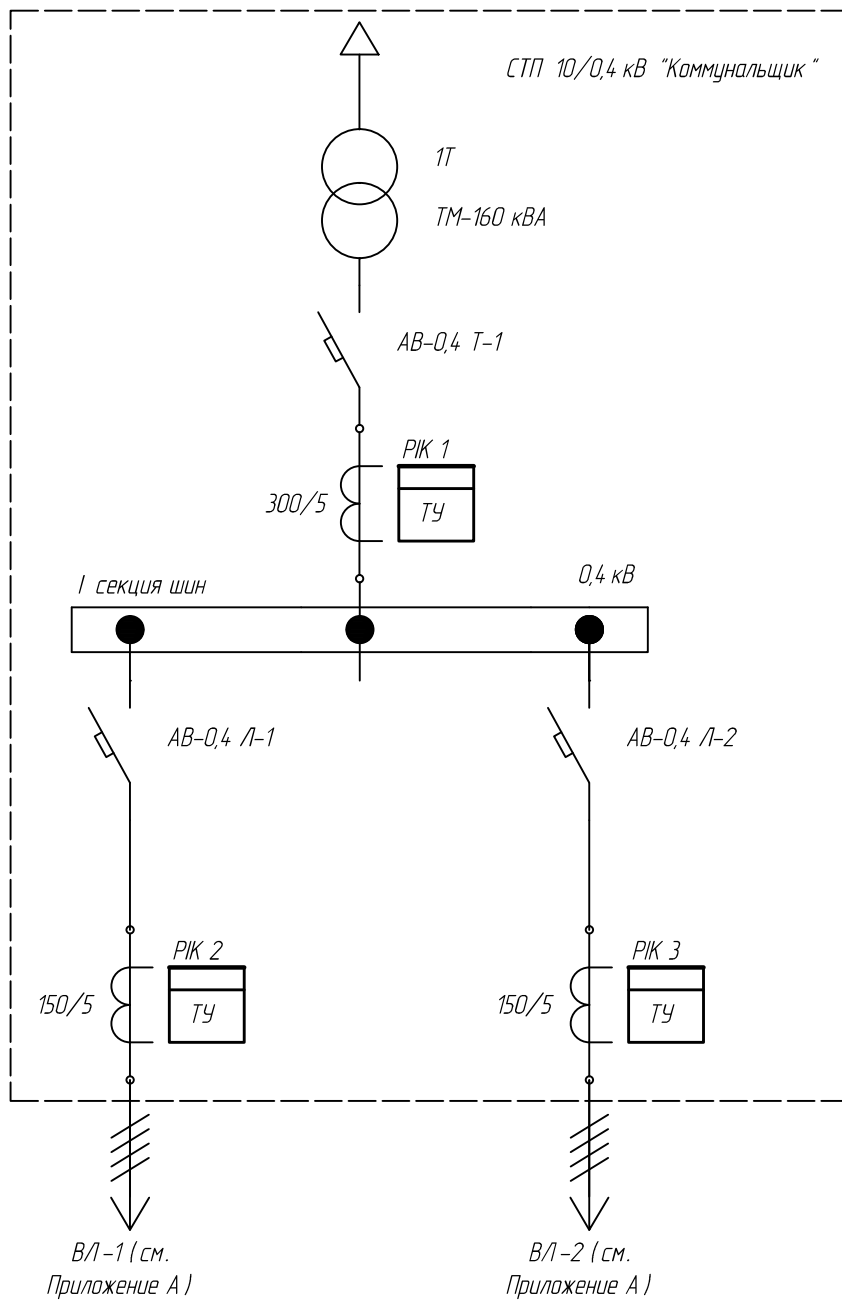
Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	----------	------	--------	-------	------

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.СБ

Лист

5



Условные графические обозначения	
	Счетчик электрической энергии
	Измерительный трансформатор тока
	Автоматический выключатель

№ Фидера		Ввод 1	1	2	Итого :
	1 ф		5	18	23
	3 ф		2		2
	3 ф ТТ	1	1	1	3
Итого :		1	8	19	28

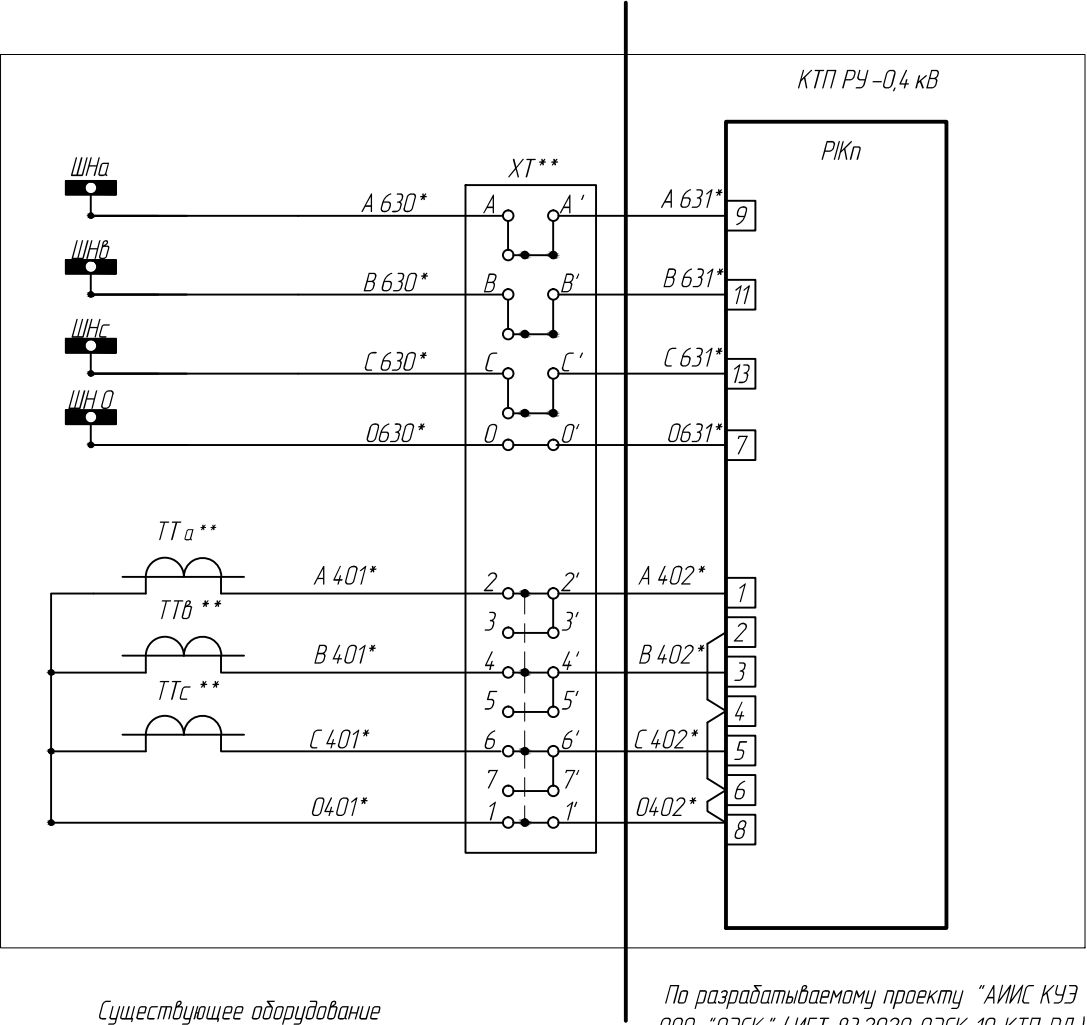
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока, должен быть не ниже 0,5.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.СБ					

Лист
6

Схема подключения счетчика Фобос 3 Т в КТП РУ-0,4 кВ
(Типовое решение 3 ФТТ РУ-0,4 кВ)

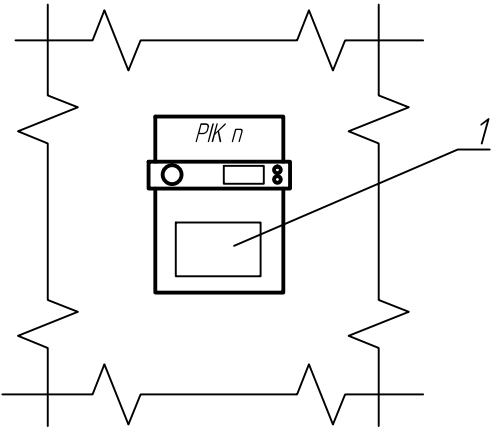


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
5. РИКп – п. соответствует номеру ТУ по приложению А.

						ИЕТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.С 5		
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4 кВ и ВЛ-0,4 кВ	Стадия	Лист
Разраб.	Лозашева				2020		Р	1
Провер.	Козлов				2020			
						Схема подключения	ООО "Инэнерготех"	
Утв.	Савченко				2020			

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК п	Счетчик электроэнергии Фобос 3 Т	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Чертеж установки счетчика электрической энергии
КТП, РУ-0,4 кВ
(типовое решение 3 ФТТ РУ-0,4 кВ)



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
3. Точное место установки определить при монтаже.
4. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
5. Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.
6. п - соответствует номеру ТУ по Приложению А к данному проекту.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.СА

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

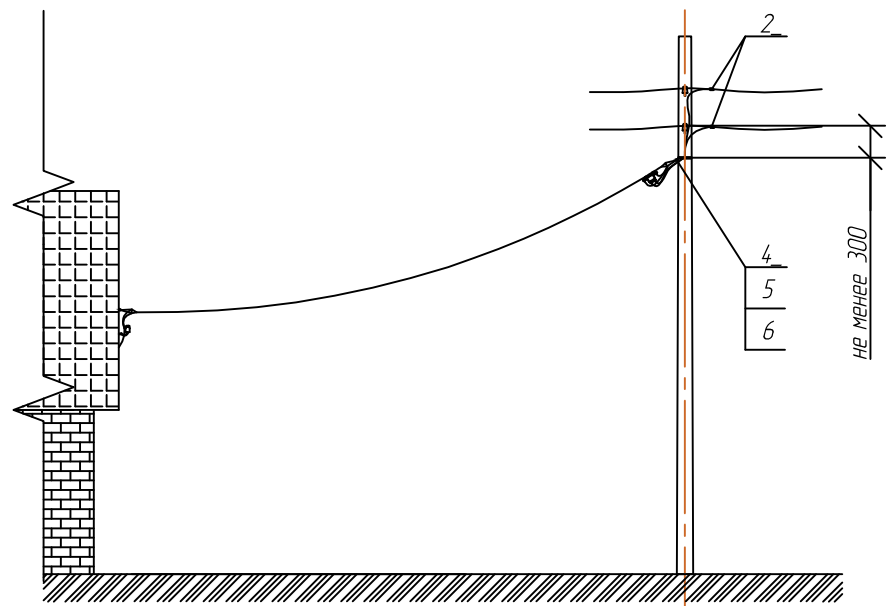
Установка АИИС КУЭ на
КТП-0,4 кВ и ВЛ-0,4 кВ

Чертеж установки технических
средств

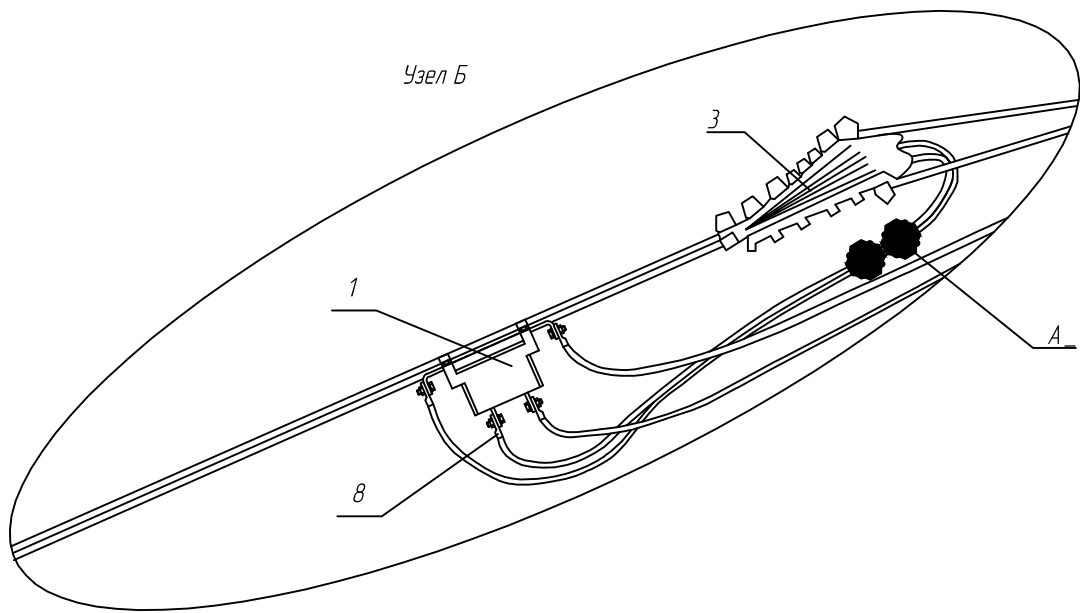
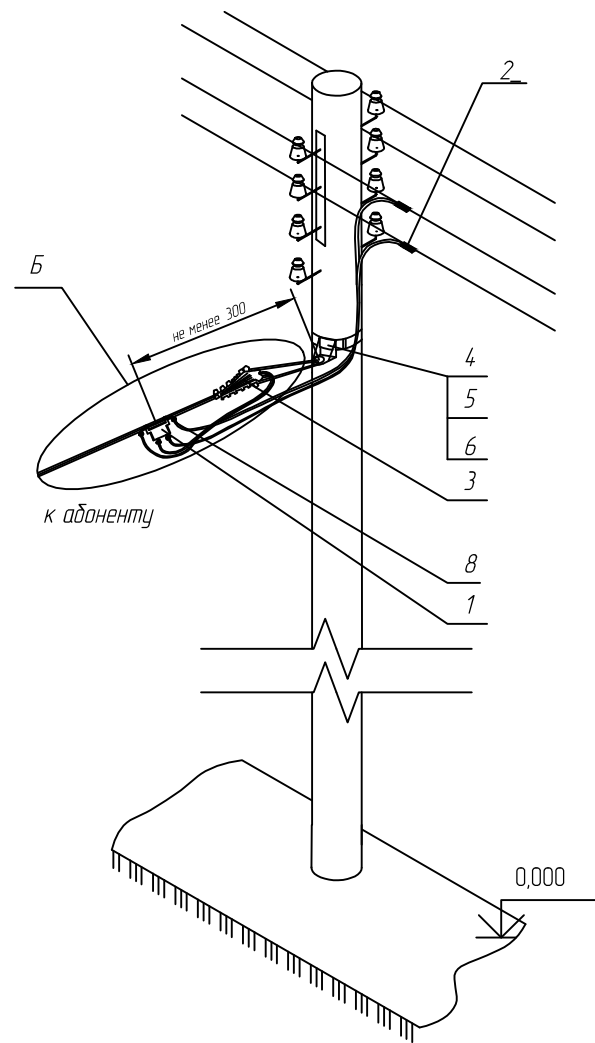
Стадия Лист Листов
Р 1 5

ООО "Инэнерготех"

Установка счетчика однофазного на ВЛ без замены ввода
(Типовое решение "1Ф")



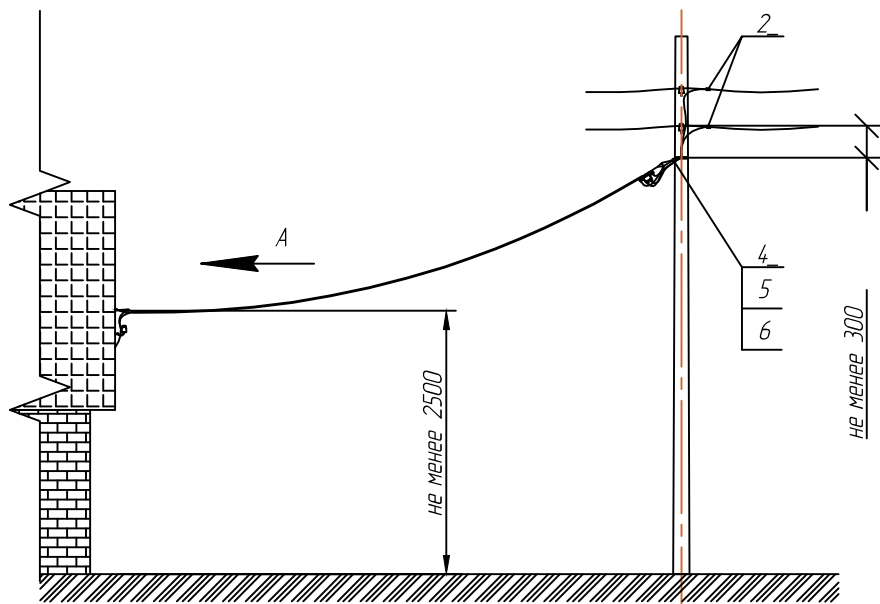
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РКп	Счетчик электрической энергии однофазный сплит	1	1Ф
2		Зажим прокалывающий ОР-645	2	
3		Зажим анкерный DN123	1	
4		Кронштейн анкерный СА 16	1	
5		Монтажная лента из нержавеющей стали F207	1	м
6		Скрепка соединительная NC20 для ленты F207	1	
7		Кабельный наконечник ТА 16-8-5.4	4	
		Ремешок бандажный Е 778	4	
		Термоусадочная трубка ТУТ 20/10, l=100 мм	4	



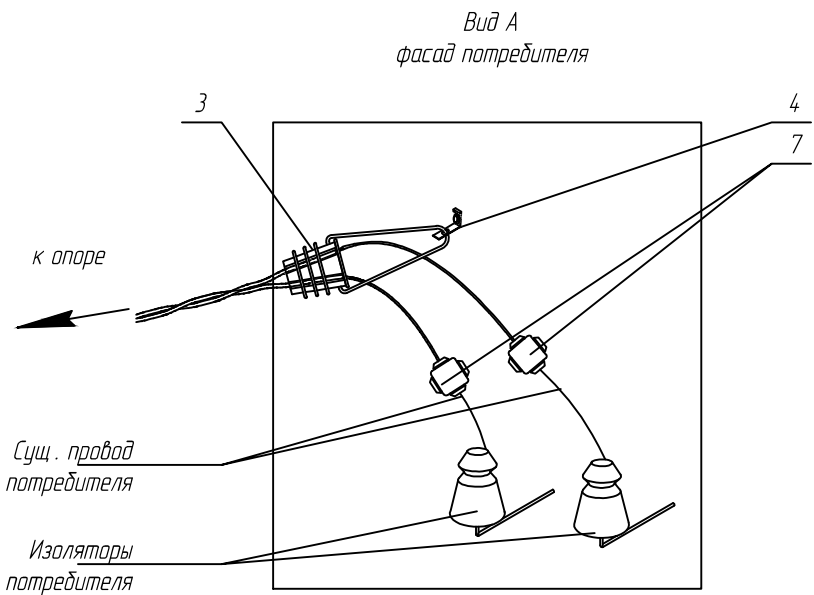
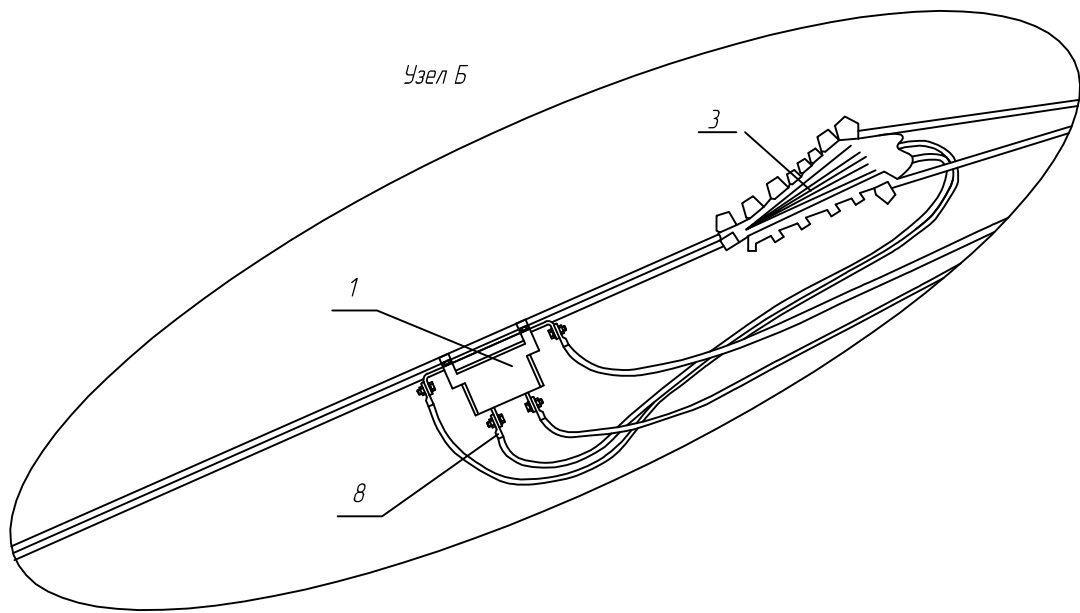
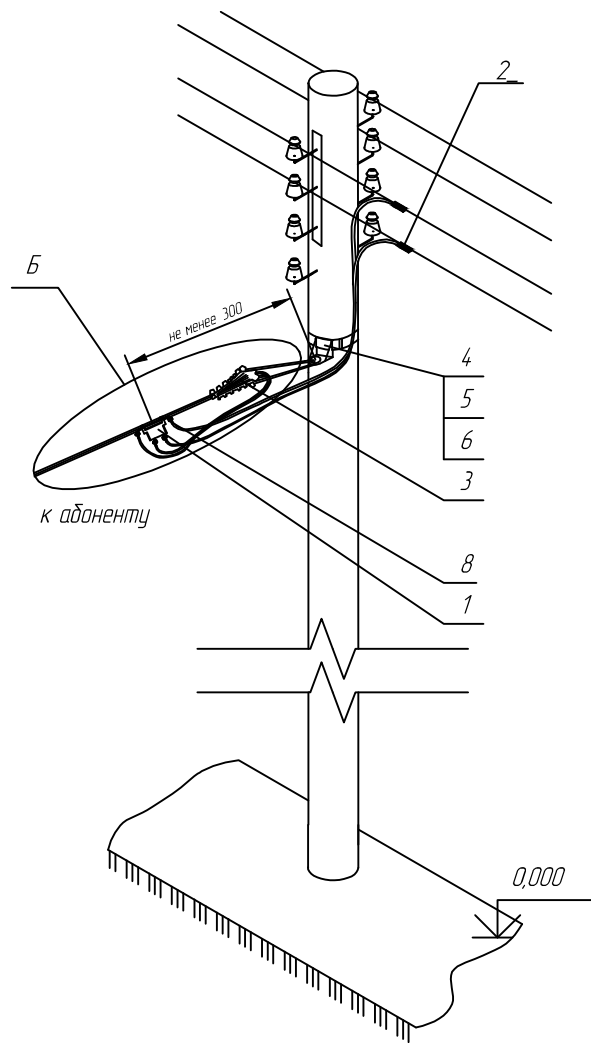
1. Использовать провод СИП-4 для подключения прибора учета к линии 0,4 кВ и к существующему проводнику абонента.
2. Если длины существующего ввода абонента недостаточно для коммутации прибора учета, использовать дополнительно СИП-4 - 2 м и сжим ответвительный У-733 - 2 шт. в точке А.
3. Перечень материалов приведен для установки и подключения одного электросчетчика.
4. n - соответствует номеру ТУ по Приложению А к данному проекту.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Установка счетчика однофазного на ВЛ с заменой ввода
(Типовое решение "1Ф СИП")



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК	Счетчик электрической энергии однофазный Split	1	1Ф (ВЛ)
2		Зажим прокалывающий ОР-645	2	
3		Зажим анкерный DN123	2	
4		Кронштейн анкерный СА 16	2	
5		Монтажная лента из нержавеющей стали F207	1	м
6		Скрепка соединительная NC20 для ленты F207	1	
7		Сжим ответвительный У-733	2	
8		Кафельный наконечник ТА 16-8-5.4	4	
		Ремешок бандажный Е 778	4	
		Термоусадочная трубка ТУТ 20/10, l=100 мм	4	
		Дюбель-гвоздь 8x80	1	



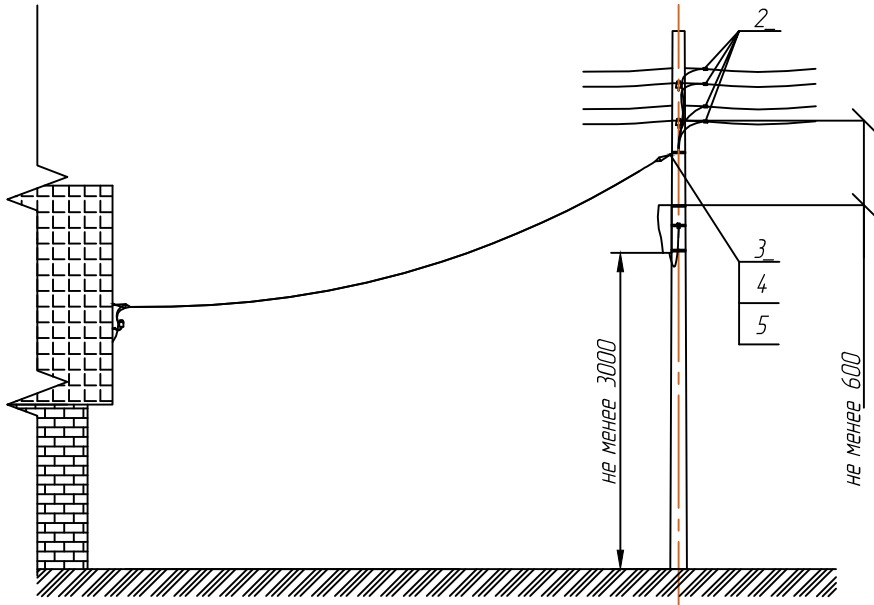
- Анкерный кронштейн закрепить при помощи шурупа с шестигранной головкой к деревянному основанию, если фасад дома кирпичный (бетонный), то кронштейн крепить при помощи шурупа с дюбелем.емое оборудование.
- Существующий проводник потребителя соединить с проводом СИП-4 при помощи сжимов ответвительных У-733, с проводом типа А и АС с использованием плашечных зажимов.
- Перечень материалов приведен для установки и подключения одного электросчетчика.
- Допускается замена монтажных материалов на аналоги.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

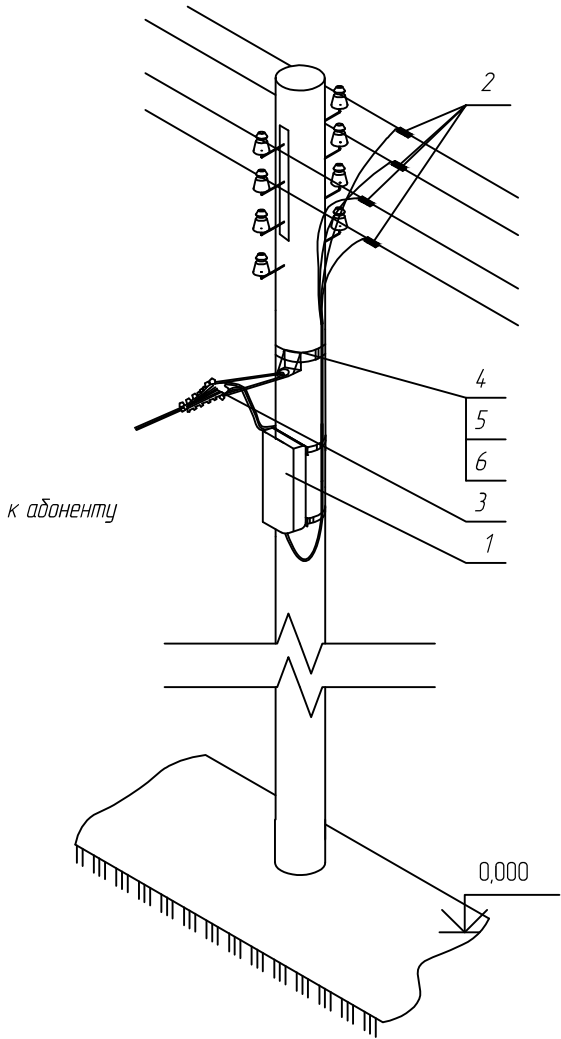
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.СА	Лист
							3

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Установка счетчика трехфазного на ВЛ без замены ввода
(Типовое решение "3 ф")



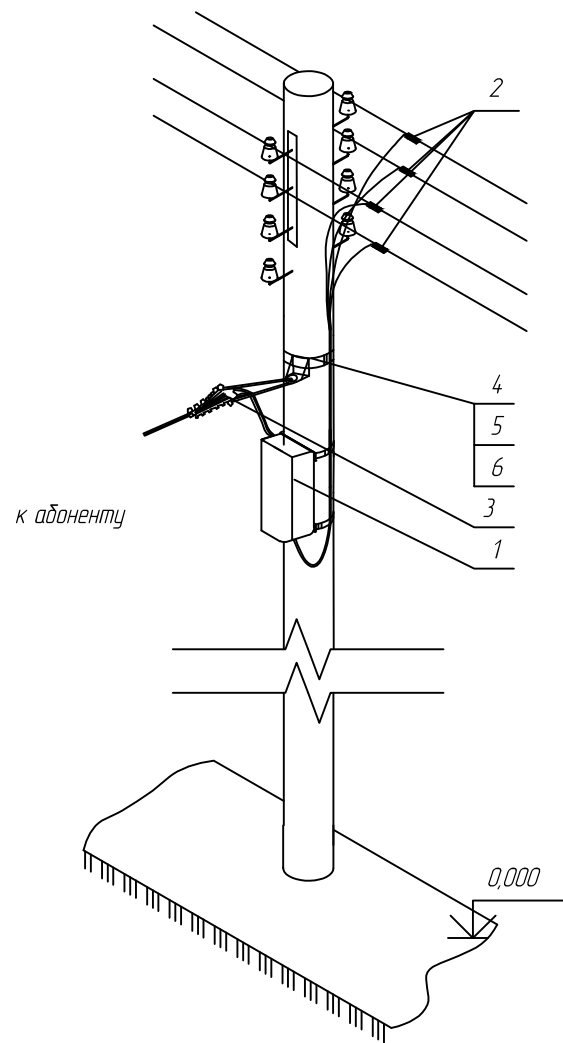
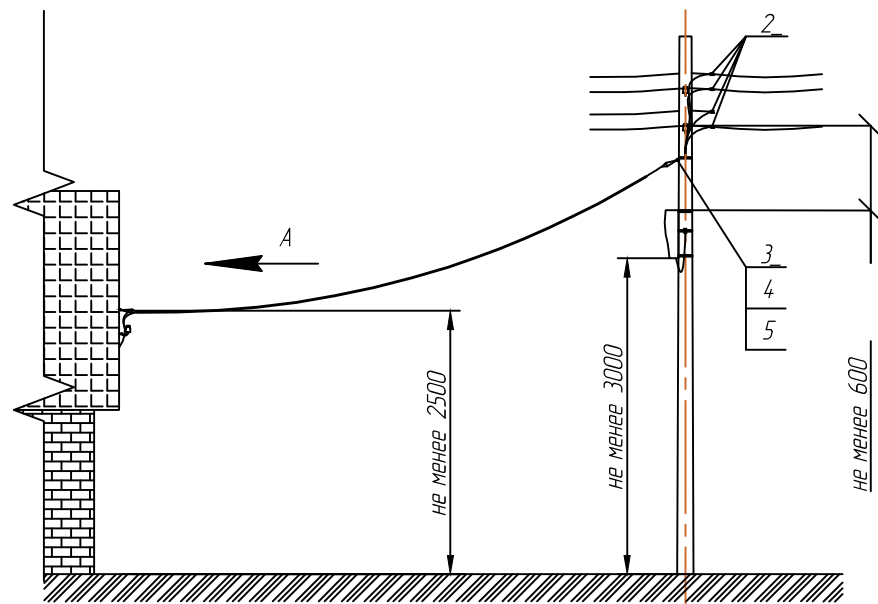
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РКп	Счетчик электрической энергии трехфазный сплит	1	3 ф
2		Зажим прокалывающий ОР-645	4	
3		Зажим анкерный DN123	2	
4		Кронштейн анкерный СА 16	2	
5		Монтажная лента из нержавеющей стали F207	1	м
6		Скрепка соединительная NC20 для ленты F207	1	



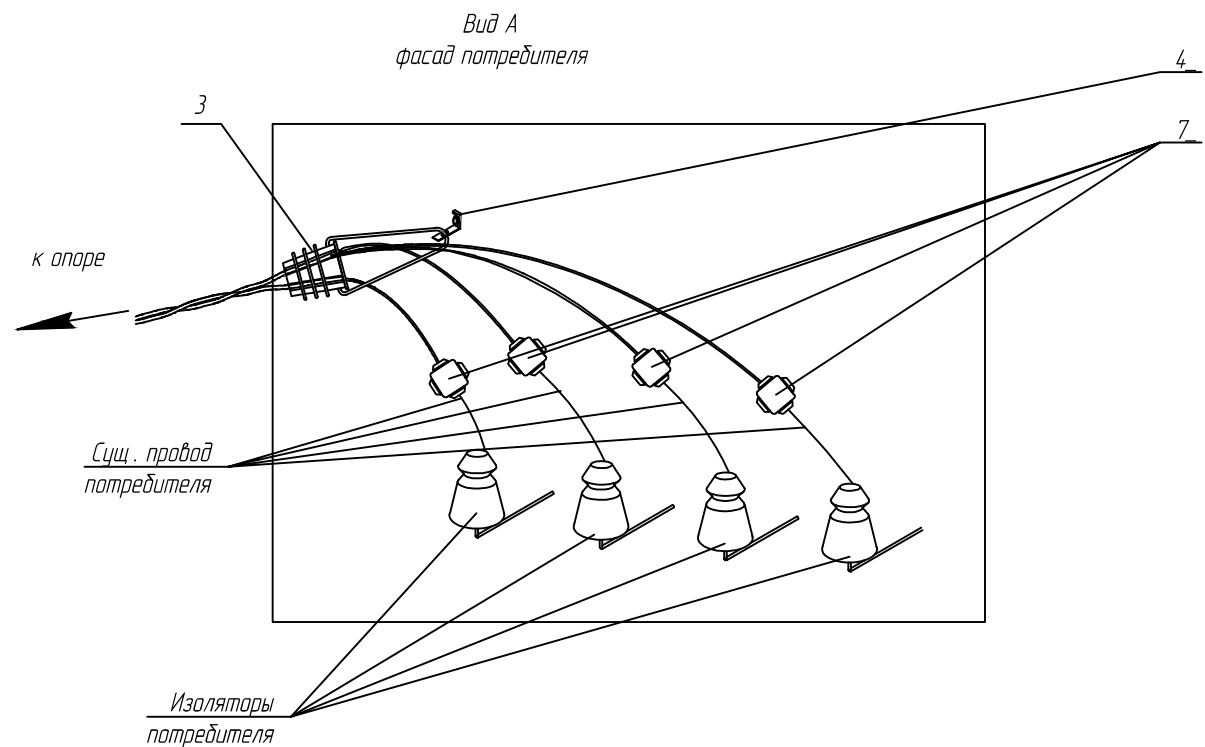
1. Существующий проводник потребителя соединить с проводом СИП-4. Если существующего ввода недостаточно для коммутации прибора учета, использовать дополнительно СИП-4 – 4 м и сжимы ответвительные У-733.
2. Перечень материалов приведен для установки и подключения одного электросчетчика.
3. Таблицу применения смотри в Приложении А к данному проекту.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.СА	Лист
							4

Установка счетчика трехфазного на ВЛ с заменой ввода
(Типовое решение "3 Ф СИП")



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РКп	Счетчик электрической энергии трехфазный сплит	1	3 Ф
2		Зажим прокалывающий ОР-645	4	
3		Зажим анкерный DN123	2	
4		Кронштейн анкерный СА 16	2	
5		Монтажная лента из нержавеющей стали F207	1	м
6		Скрепка соединительная NC20 для ленты F207	1	
7		Сжим ответвительный У-733	4	
		Ремешок бандажный Е 778	6	



1. Анкерный кронштейн закрепить при помощи шурупа с шестигранной головкой к деревянному основанию, если фасад дома кирпичный (бетонный), то кронштейн крепить при помощи шурупа с дюбелем.емое оборудование.
2. Существующий проводник потребителя соединить с проводом СИП-4 при помощи сжимов ответвительных У-733, с проводом типа А и АС с использованием плоскочных зажимов.
3. Перечень материалов приведен для установки и подключения одного электросчетчика.
4. Допускается замена монтажных материалов на аналоги.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.СА	Лист
							5

				Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы	Примечания	
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	
					Монтаж в ТП/ВРУ/ВЛ								
					Приборы								
					Счетчик однофазный Фобос 1 сплит	Ф1-5100-10LS-C		ООО «Телематические Решения»	шт	456			
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения Фобос 3Т	Ф3-510-1QORL-A)		ООО «Телематические Решения»	шт	9			
					Счетчик трехфазный Фобос 3 сплит	Ф3-5100-10LS-C)		ООО «Телематические Решения»	шт	4			
					Выносной дисплей	ДВ-2		ООО «Телематические Решения»	шт	460			
					Кабели и провода								
					Провод 1х16 ПУВ Б	ТУ 3500-001-69114533-2011		ООО "ККФ"	м	4			
					Провод 4х16 СИП-4	ТУ 16-705.500-2006			м	8			
					Провод 2х16 СИП-4	ТУ 16-705.500-2006			м	912			
					Монтажные материалы								
					Трубка термоусадочная ТТУ 20/10 Белая	ТТУ 20/10		"TDM Electric"	м	1824			
					Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16				шт	27			
Согласовано				Зажим ОР-645 прокалывающий	ОР-645			шт	928				
				Зажим анкерный DN123	DN123			шт	464				
				Кронштейн анкерный СА16	СА16			шт	464				
				Монтажная лента из нержавеющей стали F207	F207			м	460				
				Скрепка соединительная NC20 для фиксации ленты F207	NC20			шт	460				
				Сжим ответвительный У-733	У-733			шт	16				
				Ремешок бандажный Е778	Е778			шт	1824				
		Взам инв №		Кабельный наконечник ТА-16-8-4,5	ТА-16-8-4,5			шт	1824				
	Подпись и дата												
	Инв. № подл.		1. Монтажные материалы допускается заменять на аналоги.							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.В4			
										АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
				Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ	Стадия	Лист	Листов
				Разраб.		Логашева			2020				
				Проверил		Козлов			2020				
										Спецификация оборудования, изделий и материалов	Р		1
Н.контр.													
Утв.		Савченко			2020								

Копировал

Формат А3

Приложение А. Сводная таблица по точкам учета

№ п.п.	ТП 0,4кВ	Наименование Рудильника	№ опоры	Выбранный вариант ИИК	Точка учета	Адрес				Характеристика вновь устанавливаемого счетчика		Существующие ТТ		Примечание
						Улица	Дом	Кв.	Тип учета	Поз. обозначение	Тип	Тип	Козф. ТТ	
										10				
1	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Ввод 0,4 кВ		3ФТТ РЧ-0,4кВ	Ввод 0,4 кВ				ТУ	РК1	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	600/5	
2	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-1		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-1	ул. Александровская, ул. Тайдинская, ул. Киселевская (Левая сторона)			ТУ	РК2	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	150/5	
3	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-2		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-2	ул. Киселевская (Правая сторона), ул. Вахрушевская, ул. Гормашевская			ТУ	РК3	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	150/5	
4	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-3		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-3	ул. Карьерная, ул. Алексеевская			ТУ	РК4	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	150/5	
5	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-4		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-4	ул. Краснокаменная, ул. Туликовая			ТУ	РК5	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	75/5	
6	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-5		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-5	ул. Александровская, ул. Тайдинская, ул. Киселевская, ул. Вахрушевская, ул. Гормашевская, ул. Карьерная, ул. Алексеевская			ТУ	РК6	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	75/5	
7	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-6		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-6	ул. Алексеевская (оп. №265-267), ул. Краснокаменная, ул. Туликовая			ТУ	РК7	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	50/5	
8	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-7		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-7	ул. Нижняя			ТУ	РК8	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	50/5	
9	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-8		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-8	ул. Центральная			ТУ	РК9	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	50/5	
10	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-1	3	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РЧ	РК10	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
11	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-1	5	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РЧ	РК11	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
12	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-1	5	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РЧ	РК12	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
13	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-1	6	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РЧ	РК13	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
14	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-1	6	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РЧ	РК14	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			

[illegible]

[illegible]

49	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	21	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РЧ	PIK49	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
50	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	21	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РЧ	PIK50	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
51	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	22	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская	261		РЧ	PIK51	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
52	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	22	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская	364		РЧ	PIK52	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
53	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	22	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская	263		РЧ	PIK53	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
54	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	23	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская	259		РЧ	PIK54	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
55	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	23	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская	257		РЧ	PIK55	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
56	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	23	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РЧ	PIK56	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
57	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	24	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская	255		РЧ	PIK57	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
58	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	24	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РЧ	PIK58	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
59	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	30	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	529		РЧ	PIK59	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
60	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	30	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	501		РЧ	PIK60	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
61	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	30	3Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	499		РЧ	PIK61	Фабос 3 сплит (Ф3-5100-IOLS-C)			
62	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	30	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	476		РЧ	PIK62	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
63	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	31	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	497		РЧ	PIK63	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
64	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	31	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская			РЧ	PIK64	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
65	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	31	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская			РЧ	PIK65	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			

[illegible]

[illegible]

100	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	46	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	277		РУ	РК100	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
101	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	46	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	273		РУ	РК101	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
102	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	46	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская			РУ	РК102	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
103	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	47	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	256		РУ	РК103	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
104	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	47	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская			РУ	РК104	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
105	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	54	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК105	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
106	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	55	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	520		РУ	РК106	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
107	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	57	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК107	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
108	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	57	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК108	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
109	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	58	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	470		РУ	РК109	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
110	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	59	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	404		РУ	РК110	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
111	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	60	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК111	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
112	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	61	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	400		РУ	РК112	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
113	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	61	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК113	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
114	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	62	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК114	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
115	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	62	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК115	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
116	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	63	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	390		РУ	РК116	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			

117	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	64	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	392		РУ	РК117	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
118	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	65	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	394		РУ	РК118	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
119	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	65	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	292		РУ	РК119	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
120	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	66	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	292		РУ	РК120	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
121	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	67	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	290/7 9		РУ	РК121	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
122	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	68	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	288		РУ	РК122	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
123	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	68	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	286		РУ	РК123	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
124	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	69	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	284		РУ	РК124	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
125	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	70	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	282		РУ	РК125	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
126	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	70	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК126	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
127	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	71	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК127	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
128	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-1	72	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	276		РУ	РК128	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
129	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-2	54	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК129	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
130	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-2	56	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	110		РУ	РК130	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
131	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-2	57	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	48		РУ	РК131	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
132	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-2	57	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	482		РУ	РК132	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
133	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/Л-2	58	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК133	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			

134	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	59	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК134	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
135	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	60	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК135	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
136	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	62	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	411		РУ	РК136	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
137	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	62	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	413		РУ	РК137	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
138	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	63	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК138	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
139	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	63	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК139	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
140	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	64	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	407		РУ	РК140	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
141	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	65	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	405		РУ	РК141	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
142	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	66	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	315		РУ	РК142	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
143	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	67	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	313		РУ	РК143	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
144	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	68	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	309		РУ	РК144	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
145	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	68	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	307		РУ	РК145	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
146	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	69	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	305		РУ	РК146	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
147	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	71	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК147	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
148	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	71	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК148	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
149	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	72	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	297		РУ	РК149	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
150	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	77	1Ф	СНТ "Александровское"	Вахрушевская	483		РУ	РК150	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

219	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	114	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	68		РУ	РК219	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
220	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	114	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	345		РУ	РК220	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
221	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	114	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	322		РУ	РК221	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
222	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	114	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	324		РУ	РК222	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
223	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	115	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	341		РУ	РК223	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
224	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	115	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	320		РУ	РК224	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
225	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	116	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	316		РУ	РК225	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
226	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	116	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская			РУ	РК226	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
227	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	117	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	44а		РУ	РК227	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
228	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	117	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	316		РУ	РК228	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
229	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-3	122	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	69		РУ	РК229	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
230	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-3	123	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная			РУ	РК230	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
231	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-3	123	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная			РУ	РК231	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
232	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-3	124	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	24		РУ	РК232	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
233	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-3	124	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	25		РУ	РК233	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
234	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-3	124	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная			РУ	РК234	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
235	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-3	125	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	23		РУ	РК235	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			

236	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	125	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	22		PY	PIK236	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
237	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	125	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	21		PY	PIK237	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
238	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	127	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	20		PY	PIK238	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
239	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	127	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	18		PY	PIK239	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
240	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	127	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная			PY	PIK240	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
241	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	128	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	17		PY	PIK241	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
242	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	129	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	15		PY	PIK242	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
243	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	129	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная			PY	PIK243	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
244	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	130	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	13		PY	PIK244	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
245	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	130	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	14		PY	PIK245	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
246	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	131	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	12		PY	PIK246	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
247	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	132	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	9		PY	PIK247	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
248	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	132	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	10		PY	PIK248	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
249	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	132	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	11		PY	PIK249	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
250	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	133	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	6		PY	PIK250	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
251	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	133	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	7		PY	PIK251	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			
252	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-3	133	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	8		PY	PIK252	Фабоc 1 cплит (Φ1-5100-IOLS-C)			

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

457	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	273	1Ф	СНТ "Александровское"	Краснокаменская			РУ	РК457	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
458	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	274	1Ф	СНТ "Александровское"	Краснокаменская			РУ	РК458	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
459	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	275	1Ф	СНТ "Александровское"	Краснокаменская			РУ	РК459	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
460	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	276	1Ф	СНТ "Александровское"	Краснокаменская			РУ	РК460	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
461	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	276	1Ф	СНТ "Александровское"	Краснокаменская			РУ	РК461	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
462	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	276	1Ф	СНТ "Александровское"	Краснокаменская			РУ	РК462	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
463	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	282	1Ф	СНТ "Александровское"	Радникова			РУ	РК463	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
464	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	282	1Ф	СНТ "Александровское"	Радникова			РУ	РК464	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
465	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	282	1Ф	СНТ "Александровское"	Радникова			РУ	РК465	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
466	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	283	1Ф	СНТ "Александровское"	Радникова			РУ	РК466	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
467	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	284	1Ф	СНТ "Александровское"	Радникова			РУ	РК467	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
468	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	284	1Ф	СНТ "Александровское"	Радникова			РУ	РК468	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
469	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	285	1Ф	СНТ "Александровское"	Радникова			РУ	РК469	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
470	КТП СНТ "Александровское" (Нижняя)	Ввод 0,4 кВ		3ФТТ РУ-0,4кВ	Ввод 0,4 кВ				ТУ	РК470	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	600/5	
471	КТП СНТ "Александровское" (Нижняя)	АВ-0,4-Л-5		3ФТТ РУ-0,4кВ	Насосная				ТУ	РК471	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	400/5	
472	КТП СНТ "Александровское" (Нижняя)	Л-1	2	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РУ	РК472	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
473	КТП СНТ "Александровское" (Нижняя)	Л-1	2	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РУ	РК473	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
474	КТП СНТ "Александровское" (Нижняя)	Л-1	2	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РУ	РК474	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
475	КТП СНТ "Александровское" (Нижняя)	Л-1	3	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РУ	РК475	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

842	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/2	1Ф	Киселевск	Кленовая	3	1	РУ	РК842	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
843	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/2	1Ф СИП	Киселевск	Кленовая	3	2	РУ	РК843	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
844	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/2	1Ф	Киселевск	Кленовая	4	1	РУ	РК844	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
845	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/2	1Ф СИП	Киселевск	Кленовая	4	2	РУ	РК845	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
846	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/3	1Ф	Киселевск	Кленовая	6	1	РУ	РК846	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
847	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/3	1Ф СИП	Киселевск	Кленовая	6	2	РУ	РК847	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
848	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/4	1Ф	Киселевск	Кленовая	7	1	РУ	РК848	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
849	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/4	1Ф	Киселевск	Кленовая	7	2	РУ	РК849	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
850	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/4	1Ф	Киселевск	Кленовая	8	1	РУ	РК850	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
851	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/4	1Ф СИП	Киселевск	Кленовая	8	2	РУ	РК851	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
852	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/1	1Ф	Киселевск	Топольная	1	1	РУ	РК852	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
853	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/1	1Ф	Киселевск	Топольная	1	2	РУ	РК853	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
854	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/1	1Ф	Киселевск	Топольная	2	1	РУ	РК854	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
855	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/1	1Ф	Киселевск	Топольная	2	2	РУ	РК855	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
856	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/2	1Ф	Киселевск	Топольная	3	1	РУ	РК856	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
857	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/2	1Ф	Киселевск	Топольная	3	2	РУ	РК857	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
858	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/2	1Ф	Киселевск	Топольная	4	1	РУ	РК858	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
859	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/2	1Ф	Киселевск	Топольная	4	2	РУ	РК859	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
860	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/3	1Ф	Киселевск	Топольная	5	1	РУ	РК860	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
861	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/3	1Ф СИП	Киселевск	Топольная	5	2	РУ	РК861	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
862	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/3	1Ф	Киселевск	Топольная	6	1	РУ	РК862	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
863	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/3	1Ф	Киселевск	Топольная	6	2	РУ	РК863	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
864	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/4	1Ф	Киселевск	Топольная	7	1	РУ	РК864	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
865	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/4	1Ф СИП	Киселевск	Топольная	7	2	РУ	РК865	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
866	КТП "Бойня"	В/Л-1	5/1	1Ф	Киселевск	Пихтовая	2	1	РУ	РК866	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
867	КТП "Бойня"	В/Л-1	5/1	1Ф СИП	Киселевск	Пихтовая	2	2	РУ	РК867	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
868	КТП "Бойня"	В/Л-1	5/3	1Ф	Киселевск	Пихтовая	3	1	РУ	РК868	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
869	КТП "Бойня"	В/Л-1	5/3	1Ф	Киселевск	Пихтовая	3	2	РУ	РК869	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
870	КТП "Бойня"	В/Л-1	5/4	1Ф	Киселевск	Пихтовая	4	1	РУ	РК870	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
871	КТП "Бойня"	В/Л-1	5/4	1Ф СИП	Киселевск	Пихтовая	4	2	РУ	РК871	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
872	КТП "Таидинец"	Ввод 0,4 кВ		3Ф ТТ РЧ-0,4кВ	Ввод 0,4 кВ				ТУ	РК872	Фадос 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	нет данных	
873	КТП "Таидинец"	В/Л-1		3Ф ТТ РЧ-0,4кВ	В/Л-1				ТУ	РК873	Фадос 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	нет данных	
874	КТП "Таидинец"	В/Л-2		3Ф ТТ РЧ-0,4кВ	В/Л-2				ТУ	РК874	Фадос 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	нет данных	
875	КТП "Таидинец"	Л-1	23	1Ф	д. Александровка	Медовая	40		РУ	РК875	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
876	КТП "Таидинец"	Л-1	35	1Ф	д. Александровка	Мажжеделовая	19		РУ	РК876	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
877	КТП "Таидинец"	Л-2	170	1Ф	д. Александровка	Рядиновкая	15		РУ	РК877	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
878	КТП "Таидинец"	Л-2	175	1Ф	д. Александровка	Рядиновкая	6		РУ	РК878	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
879	КТП "Таидинец"	Л-2	157	1Ф	д. Александровка	Одлениховая	10		РУ	РК879	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
880	КТП "Таидинец"	Л-2	140	1Ф	д. Александровка	Медовая	1		РУ	РК880	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
881	КТП "Таидинец"	Л-2	183	1Ф	д. Александровка	Кленовая			РУ	РК881	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
882	КТП "Таидинец"	Л-2	185	1Ф	д. Александровка	Кленовая	9		РУ	РК882	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
883	КТП "Таидинец"	Л-2	187	1Ф	д. Александровка	Кленовая	5		РУ	РК883	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
884	КТП "Таидинец"	Л-2	190	1Ф	д. Александровка	Кленовая			РУ	РК884	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
885	КТП "Таидинец"	Л-2	191	1Ф	д. Александровка	Кленовая			РУ	РК885	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
886	КТП "Таидинец"	Л-2	211	1Ф	д. Александровка	Сиреневая	2		РУ	РК886	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			

887	КТП "Тайдинец"	Л-2	205	1Ф	д. Александровка	Суреневая		РЧ	РЖ887	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
888	КТП "Тайдинец"	Л-2	224	1Ф	д. Александровка	Каштановая	4	РЧ	РЖ888	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
889	КТП "Тайдинец"	Л-2	226	1Ф	д. Александровка	Липовая	10	РЧ	РЖ889	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
890	КТП "Тайдинец"	Л-2	229	1Ф	д. Александровка	Липовая	3	РЧ	РЖ890	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
891	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	1	1Ф СИП	Киселевск	Ботвинника	1	РЧ	РЖ891	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
892	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	1/1	1Ф	Киселевск	Ботвинника	109	РЧ	РЖ892	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
893	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	1/4	1Ф СИП	Киселевск	Ботвинника	9	РЧ	РЖ893	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
894	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	2	1Ф	Киселевск	Алехина	2	РЧ	РЖ894	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
895	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/2	3Ф	Киселевск	Алехина	4	РЧ	РЖ895	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
896	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/4	3Ф	Киселевск	Алехина	6	РЧ	РЖ896	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
897	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/4	3Ф	Киселевск	Алехина		РЧ	РЖ897	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
898	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/6	3Ф	Киселевск	Алехина	12	РЧ	РЖ898	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
899	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/6	3Ф	Киселевск	Алехина	11	РЧ	РЖ899	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
900	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/8	3Ф	Киселевск	Алехина	14	РЧ	РЖ900	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
901	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	38/	3Ф	Киселевск	Алехина	16	РЧ	РЖ901	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
902	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/11	3Ф	Киселевск	Алехина	85	РЧ	РЖ902	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
903	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/9	1Ф	Киселевск	Алехина	100	РЧ	РЖ903	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
904	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/12	3Ф	Киселевск	Алехина	87	РЧ	РЖ904	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
905	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/13	1Ф	Киселевск	Алехина	21	РЧ	РЖ905	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
906	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	4	3Ф СИП	Киселевск	Алехина		РЧ	РЖ906	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
907	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	4/2	3Ф	Киселевск	Алехина	5	РЧ	РЖ907	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
908	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	4/3	3Ф	Киселевск	Алехина	7	РЧ	РЖ908	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
909	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	4/4	1Ф	Киселевск	Алехина	9	РЧ	РЖ909	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
910	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	6	3Ф СИП	Киселевск	Таля	2(66)	РЧ	РЖ910	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
911	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	6/2	3Ф	Киселевск	Таля	1	РЧ	РЖ911	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
912	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	6/2	1Ф	Киселевск	Таля	4	РЧ	РЖ912	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
913	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	7/2	1Ф	Киселевск	Таля	5	РЧ	РЖ913	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
914	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	7/5	1Ф	Киселевск	Таля	9	РЧ	РЖ914	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
915	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	7/6	1Ф	Киселевск	Таля	14	РЧ	РЖ915	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
916	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9	1Ф	Киселевск	Карпова	2	РЧ	РЖ916	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
917	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/2	3Ф	Киселевск	Карпова	4	РЧ	РЖ917	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
918	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/3	1Ф СИП	Киселевск	Карпова	6	РЧ	РЖ918	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			

940	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	10/12	1ф	Киселевск	Карповка	25		РУ	РК940	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
941	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	10/12	1ф СИП	Киселевск	Карповка	38		РУ	РК941	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
942	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	11	1ф	Киселевск	Карповка	27		РУ	РК942	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
943	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12	3ф	Киселевск	Смыслово	2		РУ	РК943	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
944	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/2	1ф	Киселевск	Смыслово	4		РУ	РК944	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
945	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/3	3ф	Киселевск	Смыслово	6		РУ	РК945	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
946	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/4	1ф	Киселевск	Смыслово			РУ	РК946	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
947	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/5	3ф	Киселевск	Смыслово	21		РУ	РК947	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
948	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/7	1ф	Киселевск	Смыслово	14		РУ	РК948	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
949	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/7	3ф	Киселевск	Смыслово	16		РУ	РК949	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
950	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/8	3ф	Киселевск	Смыслово	18		РУ	РК950	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
951	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/11	1ф	Киселевск	Смыслово	26		РУ	РК951	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
952	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	13/1	3ф	Киселевск	Смыслово	1		РУ	РК952	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
953	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	13/2	3ф	Киселевск	Смыслово	3		РУ	РК953	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
954	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	13/2	3ф	Киселевск	Смыслово	5		РУ	РК954	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
955	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	13/4	1ф	Киселевск	Смыслово	7		РУ	РК955	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
956	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	13/5	1ф	Киселевск	Смыслово	5		РУ	РК956	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
957	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	13/6	1ф	Киселевск	Смыслово	11		РУ	РК957	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
958	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	15/1	3ф	Киселевск	Хруцкого	1		РУ	РК958	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
959	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	15/2	1ф СИП	Киселевск	Хруцкого	3		РУ	РК959	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
960	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	15/6	1ф	Киселевск	Хруцкого	11		РУ	РК960	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
961	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	15/12	1ф	Киселевск	Хруцкого	21		РУ	РК961	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
962	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	15/13	1ф	Киселевск	Хруцкого			РУ	РК962	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
963	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	18	1ф	Киселевск	Канчаловского	1		РУ	РК963	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
964	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	18/1	3ф	Киселевск	Канчаловского	3		РУ	РК964	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
965	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	18/4	1ф	Киселевск	Канчаловского	4		РУ	РК965	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
966	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	18/2	3ф	Киселевск	Канчаловского	2		РУ	РК966	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
967	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	18/3	3ф	Киселевск	Канчаловского	7		РУ	РК967	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
968	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	18/4	1ф	Киселевск	Канчаловского	9		РУ	РК968	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
969	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	19	1ф	Киселевск	Левитана			РУ	РК969	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
970	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/1	3ф	Киселевск	Левитана	3		РУ	РК970	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
971	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/1	3ф	Киселевск	Левитана	2		РУ	РК971	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
972	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/1	1ф СИП	Киселевск	Левитана	4		РУ	РК972	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
973	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/2	1ф	Киселевск	Левитана	5		РУ	РК973	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
974	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/2	3ф	Киселевск	Левитана	8		РУ	РК974	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
975	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/6	1ф	Киселевск	Левитана	6		РУ	РК975	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
976	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/3	3ф	Киселевск	Левитана	9		РУ	РК976	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
977	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/3	1ф	Киселевск	Левитана	7		РУ	РК977	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
978	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/5	3ф	Киселевск	Левитана	10		РУ	РК978	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
979	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	23/5	3ф	Киселевск	Верещагина	3		РУ	РК979	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
980	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	23/6	3ф	Киселевск	Верещагина	5		РУ	РК980	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
981	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	23/7	3ф	Киселевск	Верещагина	7		РУ	РК981	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
982	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	23/13	1ф	Киселевск	Верещагина	17		РУ	РК982	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
983	СТП "Коммунальщик"	Ввод 0,4 кВ		3Ф ТТ РУ-0,4кВ	Ввод 0,4 кВ				ТУ	РК983	Фадос 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	300/5	
984	СТП "Коммунальщик"	ВЛ-2		3Ф ТТ РУ-0,4кВ	ВЛ-2				ТУ	РК984	Фадос 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	150/5	
985	СТП "Коммунальщик"	ВЛ-1		3Ф ТТ РУ-0,4кВ	ВЛ-1				ТУ	РК985	Фадос 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	150/5	
986	СТП "Коммунальщик"	Л-1	5	1ф	д. Александровка	Тропическая			РУ	РК986	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
987	СТП "Коммунальщик"	Л-1	15/2	1ф	д. Александровка	Розовая			РУ	РК987	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
988	СТП "Коммунальщик"	Л-1	15/2	3ф	д. Александровка	Розовая	17		РУ	РК988	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
989	СТП "Коммунальщик"	Л-1	18/8	1ф	д. Александровка	Заречная			РУ	РК989	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
990	СТП "Коммунальщик"	Л-1	18/8	1ф	д. Александровка	Заречная			РУ	РК990	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
991	СТП "Коммунальщик"	Л-1	18/9	3ф	д. Александровка	Заречная			РУ	РК991	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
992	СТП "Коммунальщик"	Л-1	18/11	1ф	д. Александровка	Заречная			РУ	РК992	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			

993	СТП "Коммунальщик"	Л-2	2	1Ф	д. Александровка	Рассветная			РУ	РК993	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
994	СТП "Коммунальщик"	Л-2	6/1	1Ф	д. Александровка	Тропическая			РУ	РК994	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
995	СТП "Коммунальщик"	Л-2	6/2	1Ф	д. Александровка	Тропическая			РУ	РК995	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
996	СТП "Коммунальщик"	Л-2	6/6	1Ф	д. Александровка	Тропическая			РУ	РК996	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
997	СТП "Коммунальщик"	Л-2	6/8	1Ф	д. Александровка	Тропическая			РУ	РК997	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
998	СТП "Коммунальщик"	Л-2	6/9	1Ф	д. Александровка	Тропическая			РУ	РК998	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
999	СТП "Коммунальщик"	Л-2	11/3	1Ф	д. Александровка	Водная			РУ	РК999	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1000	СТП "Коммунальщик"	Л-2	11/5	1Ф	д. Александровка	Водная			РУ	РК1000	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1001	СТП "Коммунальщик"	Л-2	11/5	1Ф	д. Александровка	Водная			РУ	РК1001	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1002	СТП "Коммунальщик"	Л-2	11/6	1Ф	д. Александровка	Водная			РУ	РК1002	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1003	СТП "Коммунальщик"	Л-2	11/9	1Ф	д. Александровка	Водная			РУ	РК1003	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1004	СТП "Коммунальщик"	Л-2	14/5	1Ф	д. Александровка	Розовая			РУ	РК1004	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1005	СТП "Коммунальщик"	Л-2	14/5	1Ф	д. Александровка	Розовая			РУ	РК1005	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1006	СТП "Коммунальщик"	Л-2	14/5	1Ф	д. Александровка	Розовая			РУ	РК1006	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1007	СТП "Коммунальщик"	Л-2	14/6	1Ф	д. Александровка	Розовая			РУ	РК1007	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1008	СТП "Коммунальщик"	Л-2	14/9	1Ф	д. Александровка	Розовая			РУ	РК1008	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1009	СТП "Коммунальщик"	Л-2	18/1	1Ф	д. Александровка	Заречная			РУ	РК1009	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1010	СТП "Коммунальщик"	Л-2	18/2	1Ф	д. Александровка	Заречная			РУ	РК1010	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			

*“Создание автоматизированной информационно –измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии ”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

Установка АИИС КУЭ на КТП –0,4 кВ и ВЛ –0,4 кВ

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.19. УСПД.РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
<i>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С 1</i>	<i>Схема структурная</i>	
<i>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С 7</i>	<i>Ситуационный план размещения УСПД "Вавиот"</i>	
<i>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С 5</i>	<i>Схема подключения УСПД "Вавиот"</i>	
<i>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.СА</i>	<i>Чертеж установки технических средств</i>	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
<i>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.В 4</i>	<i>Спецификация оборудования и материалов</i>	

Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТРП

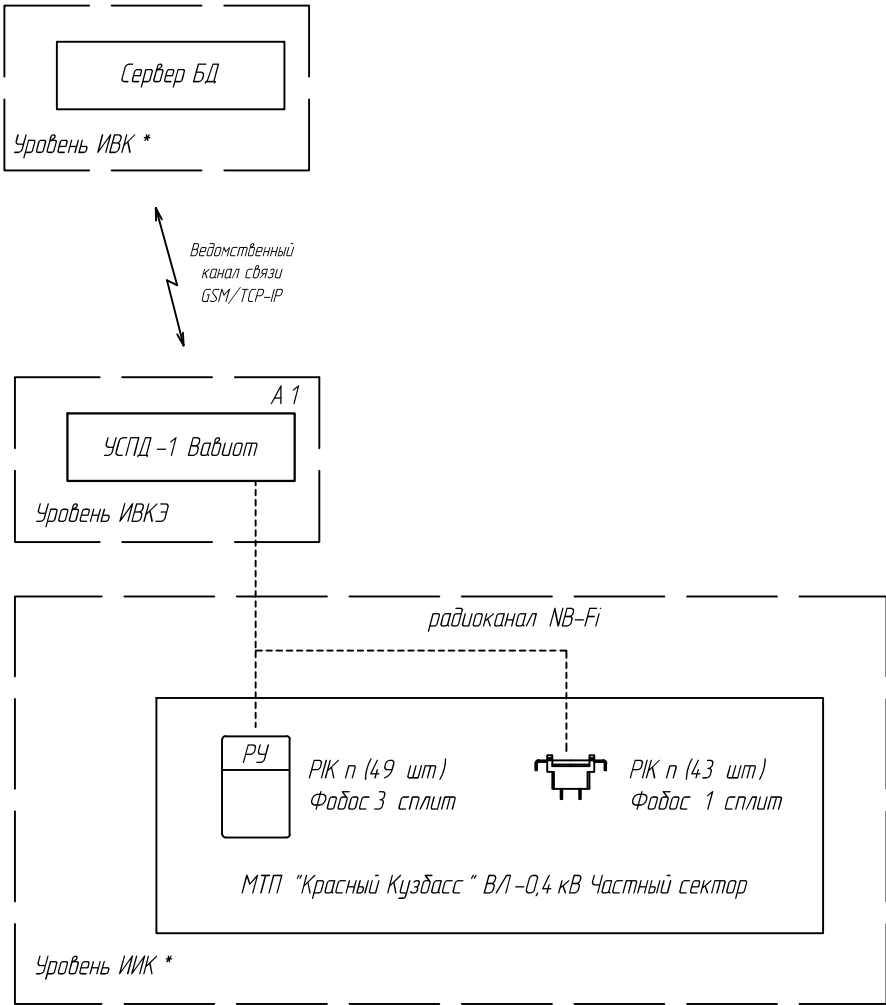
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.ТП

<i>Изм.</i>	<i>Кол. уч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Логашева</i>			<i>2020</i>
<i>Провер.</i>		<i>Козлов</i>			<i>2020</i>
<i>Утв.</i>		<i>Савченко</i>			<i>2020</i>

*Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ
и ВЛ-0,4кВ*

<i>Стадия</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Р</i>		<i>1</i>
<i>ООО "Инэнерготех"</i>		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	A 1	УСПД -1 "Вадиот"	1	



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – рабочая документация на установку ИИК представлена в ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.
- ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С 1

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

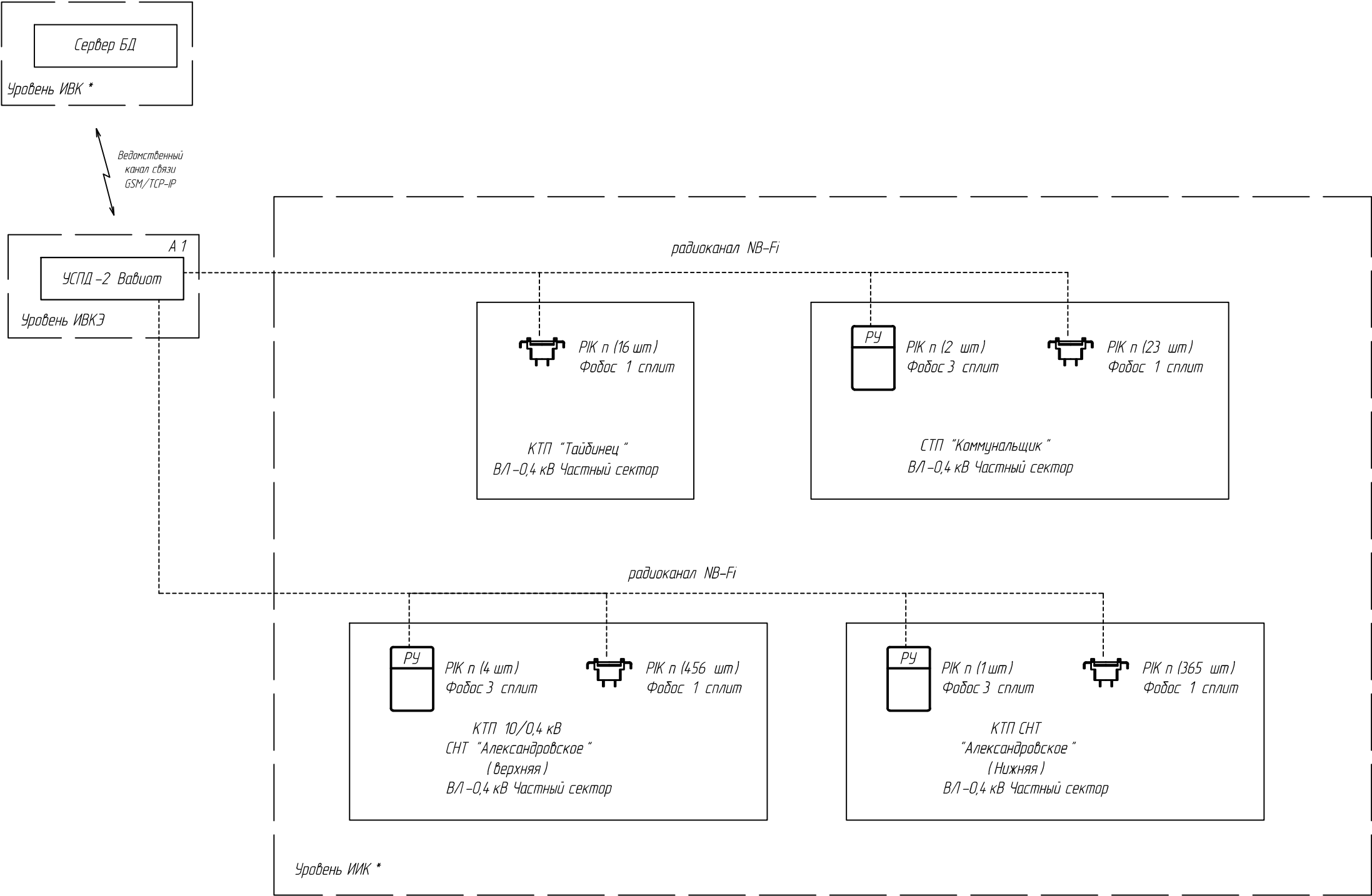
Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ
и ВЛ-0,4кВ

Стадия	Лист	Листов
Р	1	3

Схема структурная

ООО "Инэнерготех"

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	А 1	УСПД –2 “Вабиум”	1	

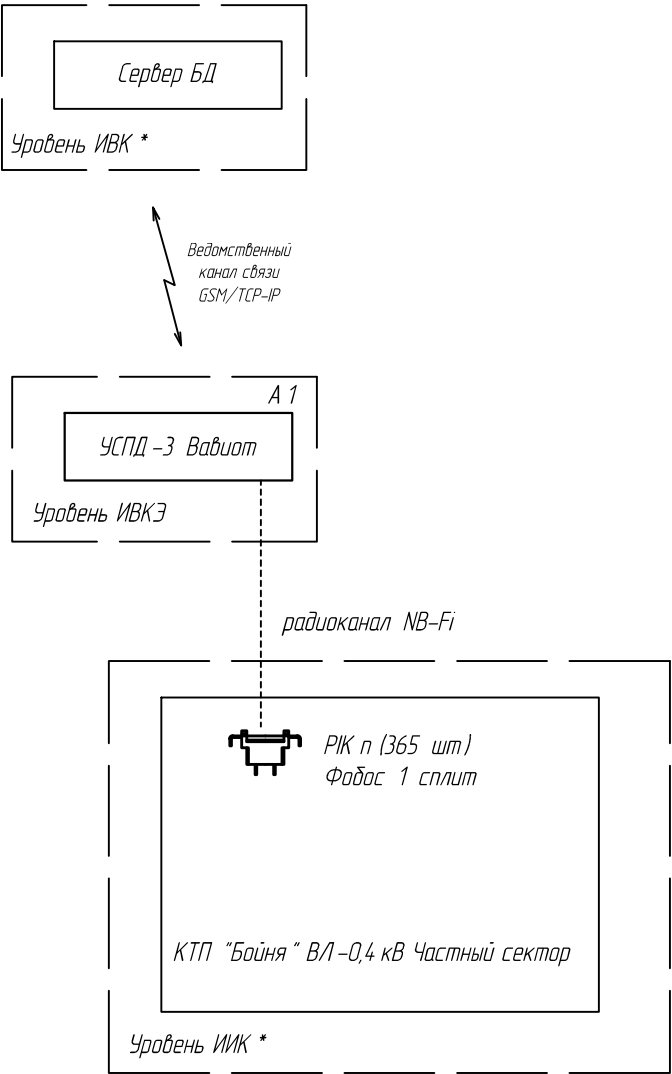


1. Утолщенной линией показана вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – рабочая документация на установку ИИК представлена в ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.
3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

Инд. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С1	Лист
							2

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	A 1	УСПД –3 “Вабиум”	1	



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – рабочая документация на установку ИИК представлена в ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.
3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

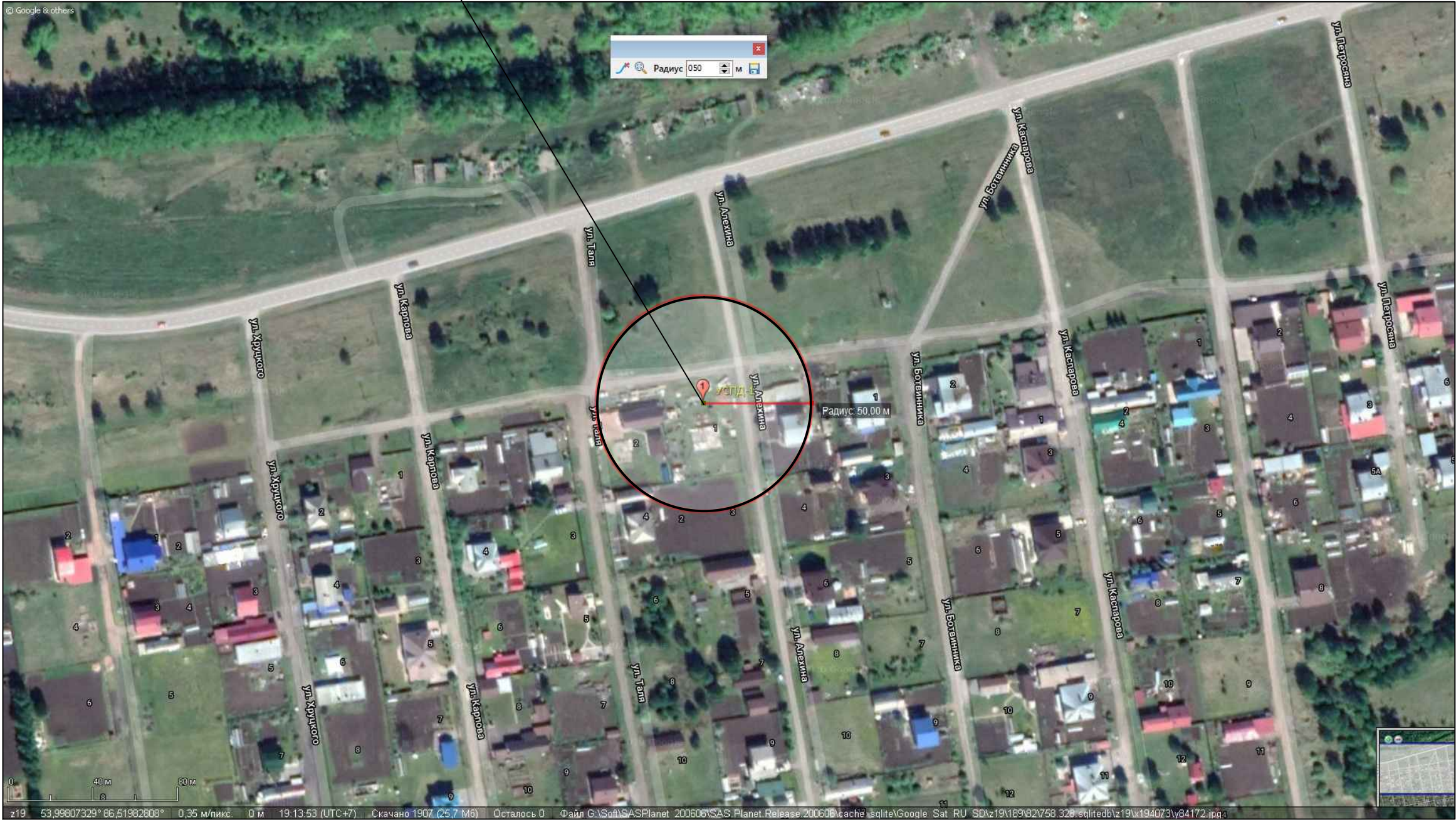
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С1					Лист
					3

Ситуационный план установки УСПД –1 “Вабиот”

Координаты установки УСПД –1 “Вабиот”
53.996745; 86.519651



1. 53.996745; 86.5196512 – координаты для установки УСПД –1 “Вабиот” .
2. УСПД “Вабиот” необходимо установить на прямую опору в радиусе 50 м, от координат установки.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.19. УСПД.РД.С 7			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	3
Провер.		Козлов			2020				
						Ситуационный план размещения УСПД "Вабиот"	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Согласовано

Ситуационный план установки УСПД -2 "Вабиот"

Координаты установки УСПД -2 "Вабиот"
53.947104; 86.387043



1. 53.947104; 86.387043 – координаты для установки УСПД -2 "Вабиот".
2. УСПД "Вабиот" необходимо установить на прямую опору в радиусе 50 м, от координат установки.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.С7	Лист
							2

Ситуационный план установки УСПД -3 "Вабиот"

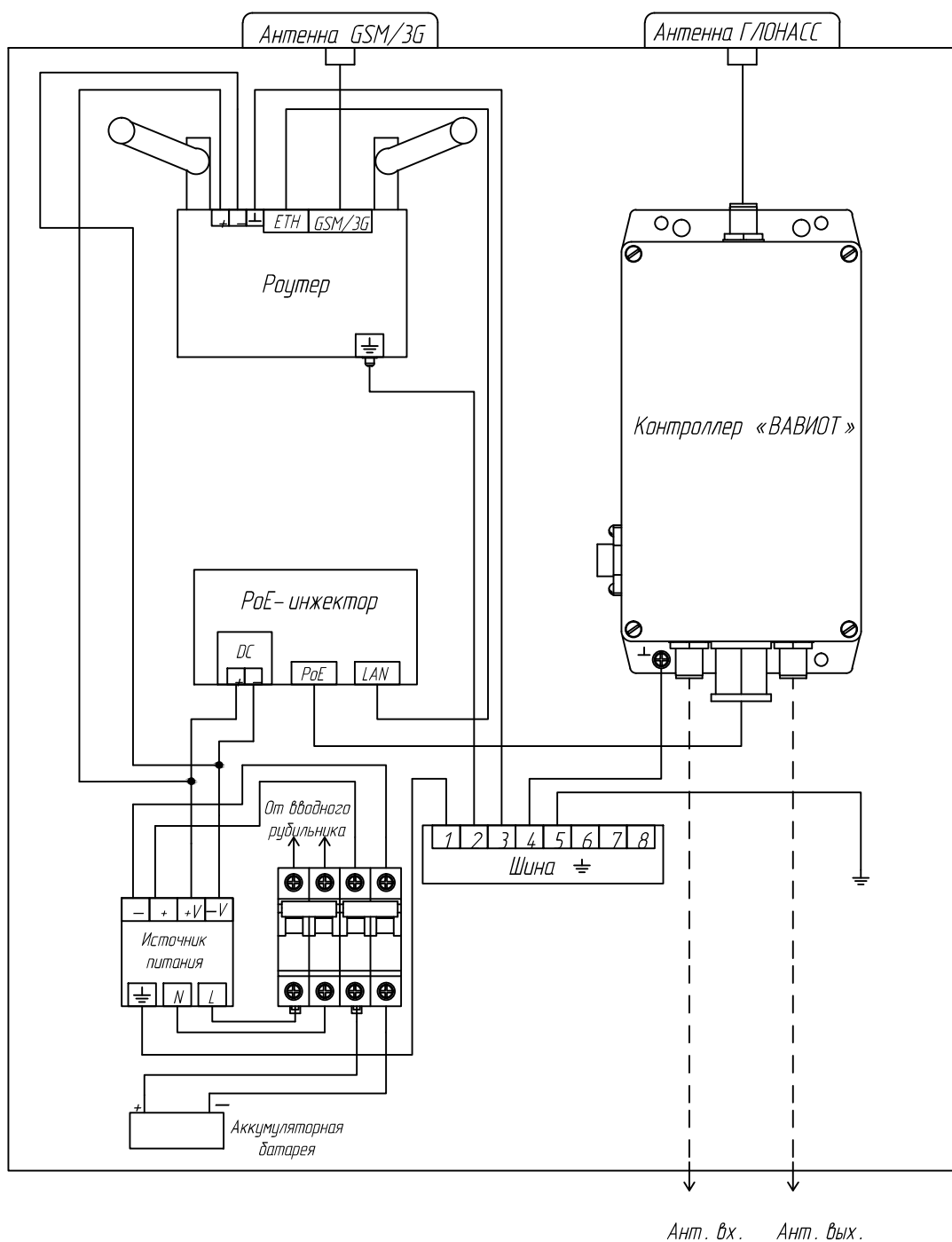
Координаты установки УСПД -3 "Вабиот"
54.018680; 86.688715



- 1. 54.018680; 86.688715 – координаты для установки УСПД -3 "Вабиот".
- 2. УСПД "Вабиот" необходимо установить на прямую опору в радиусе 50 м, от координат установки.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК19..УСПД.РД.С7	Лист
							3



ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С 5

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Логашева			2020
Провер.		Козлов			2020
Утв.		Савченко			2020

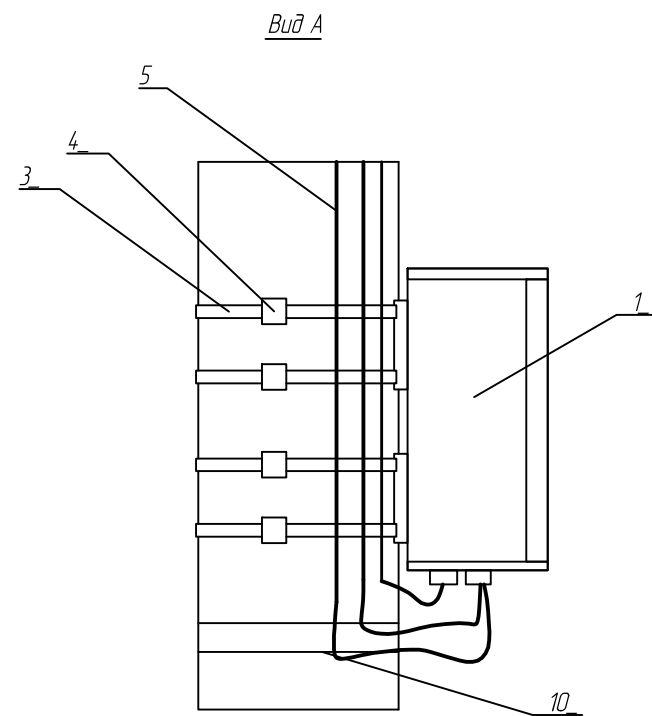
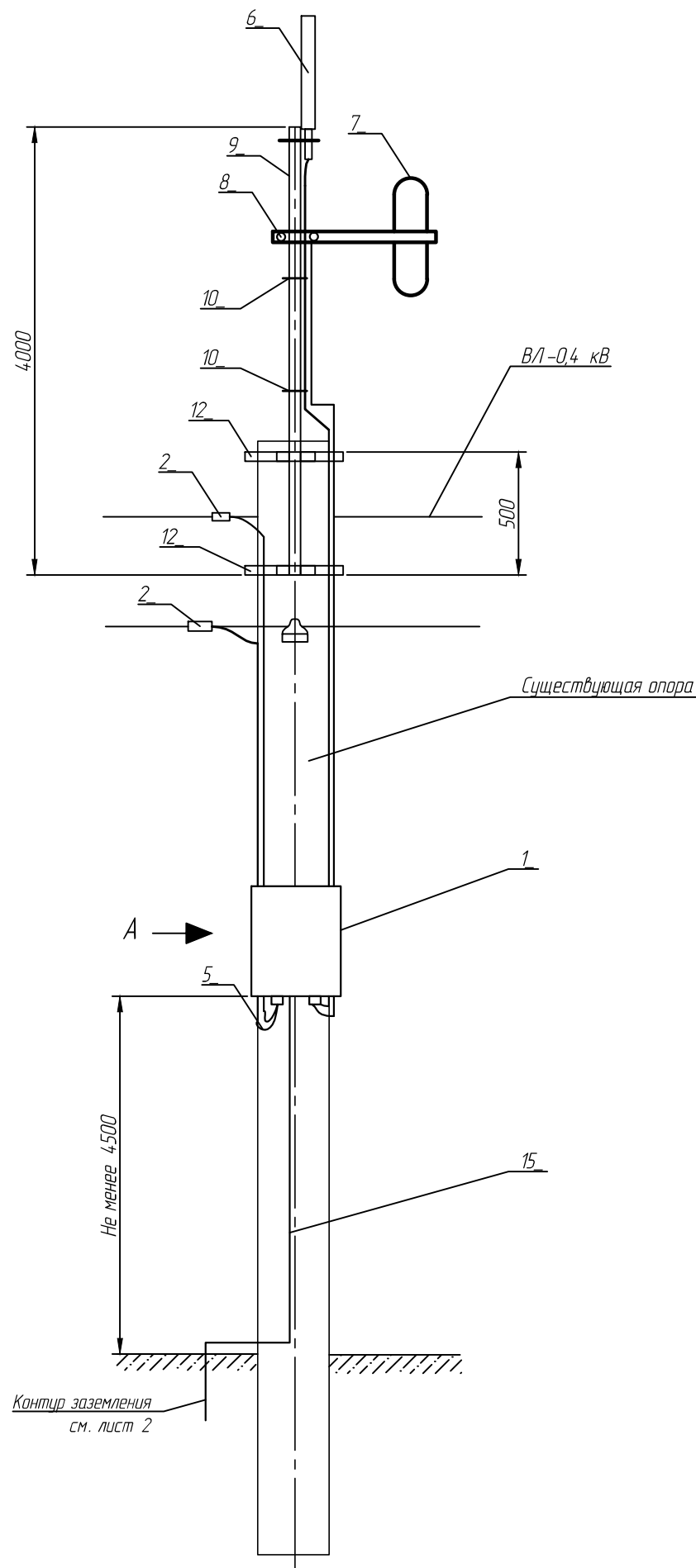
Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ
и ВЛ-0,4кВ

Стадия	Лист	Листов
Р		1

Схема подключения УСПД "Вавиум"

ООО "Инэнерготех"

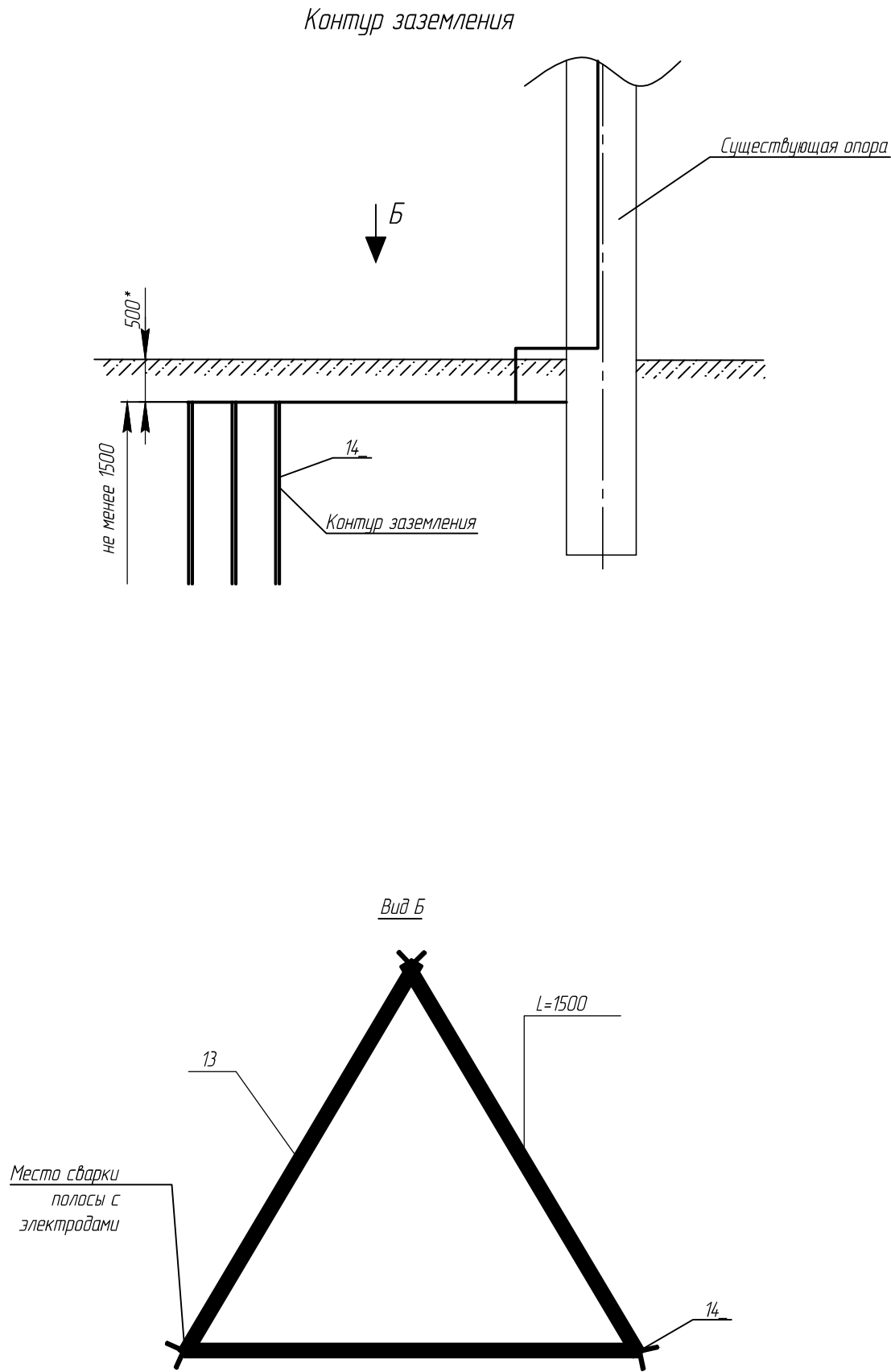
Чертеж установки УСПД "Вавиот"



1. Монтаж УСПД "Вавиот" осуществлять в соответствии с Руководством по монтажу.
2. УСПД (функциональный шкаф) устанавливается вертикально.
3. Перед началом пусконаладочных работ необходимо проверить правильность монтажа и подключения УСПД и его компонентов.
4. Перечень материалов приведен для установки одного УСПД.
5. Количество вертикальных заземлителей уточнить в процессе монтажа, исходя из сопротивления заземляющего устройства (не должно превышать 30 Ом).
6. Заземляющий спуск по опорам выполнить круглой сталью $\phi 10$ мм.
7. В качестве вертикального электрода принять угловую сталь $63 \times 63 \times 4$.
8. На трехстаячных опорах использовать два вертикальных электрода.
9. Соединения заземляющего устройства выполнить электросваркой внахлест, с длиной шва не менее 60 мм.
10. На заземляющие спуски и места их соединения нанести антикоррозионную защиту.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.СА			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	3
Провер.	Козлов				2020	Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

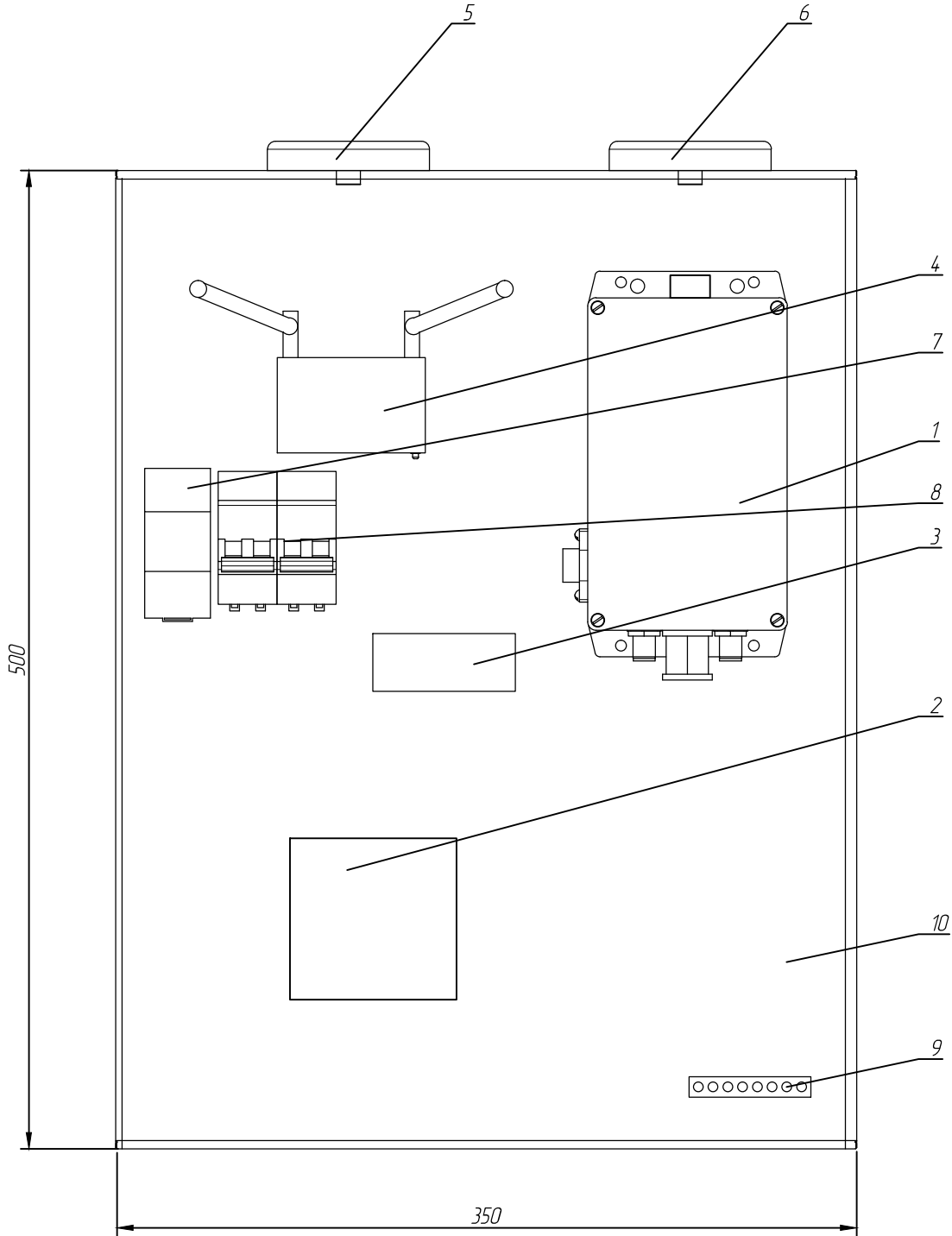
Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Функциональный блок УСПД "Вабиот"	1	Комплект поставки
2		Зажим ответвительный СТН 35 (7-100/4-35)	2	Или аналоги
3		Лента бандажная ML207	5	м
4		Скрепка С-20	4	
5		Провод СИП-4 2 x 16	8	м
6		Антенна принимающая RX	1	Комплект поставки
7		Антенна передающая диполь петлевой TX	1	Комплект поставки
8	АМПШ 305639.002	Зажим	2	
9	АМПШ 74.1126.005	Мачта высотная	1	
10		Стяжка нейлоновая 3 x 120	12	
11	RG-58A/U	Кабель Коаксиальный	14	Комплект поставки
12	АМПШ 305639.003	Кронштейн зажимной	2	
13		Полоса оцинкованная 40 x 4	6	м
14		Уголок 63 x 63 x 4 L=3000 мм	3	
15		Сталь круглая d=10 мм	7	м
16		Эмаль "Полимерон"	0,2	кг

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.СА	Лист
							2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Общий вид УСПД "Вабиот"



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Контроллер "ВАБИОТ"	1	
2		Аккумуляторная батарея	1	
3		PoE- инжектор пассивный Midspan-1/P1	1	
4		GSM- модем - Роутер iRZ RU21w	1	
5		Антенна GSM: WK-3G031-SMA	1	
6		Антенна ГЛОНАСС	1	Комплект поставки
7		Блок бесперебойного питания DRC-60A	1	Комплект поставки
8		Авт. выкл.ВА 47-29 2P 6 А 4,5 кА х -ка С , IEK	2	
9		Шина N "ноль" в комб DIN- изол "Стойка" ШНИ -8 x 12-12- КС -С , IEK	1	
10		Пластиковый щиток влагозащищенный IP66 350 x 500 x 190 мм	1	

				Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы	Примечания			
				1	2	3	4	5	6	7	8	9			
					Монтаж на опоре										
					Приборы										
					Устройство сбора и передачи данных	УСПД "Вабиот"		ООО «Телематические Решения»	шт	3					
					Кабели и провода										
					Провод 2х16 СИП-4	ТУ 16-705.500-2006			м	24					
					Монтажные материалы										
					Зажим ответвительный СТН35 (7-100/4-35)				шт	6					
					Лента бандажная ML207				м	15					
					Скрепка С-20				шт	12					
					Зажим	АМПШ 305639.002		ООО "Телематические решения"	шт	6					
					Мачта высотная	АМПШ 741126.005		ООО "Телематические решения"	шт	3					
Согласовано					Стяжка нейлоновая 3х120				шт	36					
					Кронштейн зажимной	АМПШ 305639.003		ООО "Телематические решения"	шт	6					
					Уголок 63х63х4 L=3000мм				шт	9					
					Сталь круглая d=10 мм				м	21					
					Полоса 40х4-В ГОСТ103-76/СТЗкп ОСТ14-2-208-87	ГОСТ 103-76			м	18					
					Электроды сварочные ОК 46.00 3мм			ООО "ЭСАБ"	шт	6					
					Эмаль "Полимерон"			ООО "КрасКо"	кг	0,6					
	Взам инв №														
	Подпись и дата														
	Инв. № подл.														

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.ТРП

2020

Согласовано			
Взам. инв. №			
Подп. и дата			
Инв. № подл.			

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Техническая документация	50		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД	Рабочая документация КТП	67		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД	Рабочая документация УСПД	13		

Технические решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правил взрывобезопасности, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Главный инженер проекта А.В.Савченко

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ВД		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ Ведомость технорабочего проекта	Стадия	Лист
Пров.		Козлов					ТП	1
							ООО "Инэнерготех"	
Н.контр.								
Утв.		Савченко						

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»




Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.ТД

2020

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-12		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	13-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17-20		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	21-24		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	25-36		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	37-38		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	39-42		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	43-44		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	45-50		

Взам. инв. №	Подп. и дата								
Инв. № подл.							ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД		
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ Ведомость ТД		
	Разраб.	Логашева							
	Пров.	Козлов							
	Н.контр.								
Утв.	Савченко								
Стадия		Лист	Листов						
ТП		2	50						
ООО "Инэнерготех"									

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»).

Технорабочий проект выполнен на основании:

- Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;
- Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

1.2 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии по ВЛ напряжением 0,4кВ, для потребителей, подключенных к электрическим сетям ООО «ОЭСК».

АИИС КУЭ создается с целью:

- своевременного получения юридически значимой, достоверной и легитимной информации о количестве и качестве потребленной и/или распределенной электроэнергии;
- формирования объемов электрической энергии, поступающей в электрические сети ООО «ОЭСК» от смежных электросетевых организаций, и перетока электроэнергии в смежные сетевые компании;
- реализации требований ФЗ-261 от 23.11.2009 г. в части перехода на 100% расчеты с абонентами по показаниям приборов учета электрической энергии;
- повышения оперативности управления режимами энергопотребления;
- сокращения издержек сетевой компании при формировании объема оказанных услуг;
- сокращения потерь электроэнергии;
- оптимизации режимов электросетей;
- внедрения инновационных технологий при реализации учета электроэнергии.

АИИС КУЭ также предназначена для организации автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, формируемой измерительно-информационными комплексами точек учета, и передачи собранной измерительной информации на уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК) автоматизированной системы.

Основные функции АИИС КУЭ:

- измерение физических величин коммерческого учета электроэнергии и мощности;
- автоматический сбор данных о приращениях электроэнергии;
- хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающее требованию защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.19.ТД	Лист 3
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- формирование хранения передача результатов измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений (журнал событий);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого календарного времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Приборы учёта электроэнергии выполняют функции:

- хранение профиля активной и реактивной мощности нагрузки прямого и обратного направлений с программируемым интервалом интегрирования от 1 до 60 минут и глубиной хранения не менее 128 суток при времени интегрирования 60 минут;
- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учёта тарифицированных данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом, в том числе в прямом и обратном направлениях (для приборов учёта электроэнергии устанавливаемых на ПС/ТП на присоединениях 6–10 кВ и выше), за:
 - текущий месяц и на начало предыдущих 36 месяцев;
 - текущий год и предыдущие два года (на начало года);
- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учёта информации (измерительных данных, параметров настройки, программ) при отключенном питании не менее 3 лет;
- хранение запрограммированных параметров не менее 5 лет эксплуатации прибора учёта;
- работу по одному или нескольким цифровым каналам связи;
- скорость передачи данных приборов учёта определяется стандартными спецификациями применяемых интерфейсов связи;
- возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально и удалённо;
- разграничение прав доступа на перепрограммирование в соответствии с паролями доступа;
- отображение параметров и событий на дисплее русифицировано (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее прибора учёта);
- визуализация индикации работоспособного состояния;
- контроль правильности подключения измерительных цепей;
- наличие энергонезависимой электронной пломбы корпуса и клеммной крышки прибора учёта для защиты от несанкционированного доступа;
- ведение журналов событий, журнала превышения порога мощности;
- защита от воздействия магнитных полей (различной природы) на элементы прибора учёта электрической энергии. Воздействие магнитного поля должно фиксироваться в «журнале событий» (Дату и время начала события; дату и время окончания события);
- в случае возникновения внештатных ситуаций возможность выступать в качестве инициатора связи с уровнем ИВКЭ или ИВК.
- Приборы учёта электрической энергии обеспечивают ведение «журнала событий» с привязкой ко време-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">- контроль правильности подключения измерительных цепей;- наличие энергонезависимой электронной пломбы корпуса и клеммной крышки прибора учёта для защиты от несанкционированного доступа;- ведение журналов событий, , журнала превышения порога мощности;- защита от воздействия магнитных полей (различной природы) на элементы прибора учёта электрической энергии. Воздействие магнитного поля должно фиксироваться в «журнале событий» (Дату и время начала события; дату и время окончания события);- в случае возникновения внештатных ситуаций возможность выступать в качестве инициатора связи с уровнем ИВКЭ или ИВК.- Приборы учёта электрической энергии обеспечивают ведение «журнала событий» с привязкой ко време-							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		4

ни (общей глубиной не менее 100 записей);

– В журналах событий приборов учёта фиксируются:

- дата и время вскрытия клеммной крышки;
- изменение состояния корпуса прибора учёта;
- дата последнего перепрограммирования;
- дата и время воздействия сверхнормативного постоянного или переменного магнитного поля

со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение), визуализированная индикация;

- факт связи с прибором учёта, приведший к изменению данных;
- отклонение напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях с конфигурируемыми порогами (для трехфазных счетчиков);
- нарушение фазировки (для трехфазных приборов учёта);
- результатов самодиагностики;
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени.

– Программируемую последовательность сообщений и вывода измеряемых параметров на дисплей прибора учёта;

– наличие встроенной батареи в приборе учёта для обеспечения хода внутренних часов реального времени;

– обмен данными по протоколам;

– автоматический переход зима/лето по умолчанию в режиме «запрещен»;

– защита от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.

При организации учёта электроэнергии на ТП/РУ/КТП обязательно наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации.

1.3 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

1.4 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ских, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.</p> <p>14 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов</p> <p>Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;</p> <p>Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД		Лист
								5

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21.404-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21.406-88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303-80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304-82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001-83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД						Лист 6
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

ГОСТ 21958-76 Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861-83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.

ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22-99 (ИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1.019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. «Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.</p> <p>ПР 50.1019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.</p> <p>НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.</p> <p>«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.</p>					
						ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД		Лист
								7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер по обслуживанию оборудования	1
Техник-электромеханик	2

Системный программист-администратор – поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС КУЭ

16 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.19.ТД	Лист
							8
Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.					

- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

1.7 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

Взам. инв. №	<p>— осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;</p> <p>— осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.</p>							
Подп. и дата	<p>17 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы</p> <p>Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.</p> <p>Штатный режим работы:</p>							
Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
								9
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:

технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;

компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;

на компьютерах установлено программное обеспечение.

Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.

1.8 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока (существующие);
- измерительные электросчетчики;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока (вторичные измерительные цепи);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>плекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.</p> <p>18 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте</p> <p><i>В состав технического обеспечения АИИС КЧЭ входят:</i></p> <ul style="list-style-type: none">- измерительные трансформаторы тока (существующие);- измерительные электросчетчики;- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока (вторичные измеритель- ные цепи);							
									ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		10

– УСПД.

Перечень точек измерения АИИС КУЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в приложении А ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТПРД.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии Фобос, производства ООО «Телематические Решения» (торговая марка WAVIoT).

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5 – для счетчиков трансформаторного включения.

1.9 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии.

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.10 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.</p> <p>Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.</p> <p>1.10 Мероприятия по изменению объекта автоматизации</p> <p>Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ОЭСК».</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.ТД		Лист
								11

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ФОБОС;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- Многотарифный учет активной и реактивной электроэнергии в двух направлениях;
- Контроль параметров сети: мощность (активная, реактивная, полная), ток, напряжение, коэффициент мощности, ток в нулевом проводе (опционально);
- Контроль параметров качества сети: положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты сети – класс S по ГОСТ 30804.4.30. ;
- Ведение журналов событий глубиной не менее 1000 записей с инициативным оповещением о событиях, в том числе –превышении лимитов мощности, напряжения, тока, попытках вскрытия, воздействия магнитным полем, результатах самодиагностики;
- Дистанционное отключение и ограничение потребления;
- Дистанционная установка \изменение тарифного расписания;
- Дистанционное обновление метрологически не значимой части ПО.

Счетчики ФОБОС обеспечивают хранение в энергонезависимой памяти данных:

- Профилей энергий (настраиваемых 1-60 минут) – не менее 128 суток (для 30 минут)
- Показаний на конец суток –не менее 128 суток
- Показаний на конец месяцев – не менее 39 месяцев.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист 13
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – Совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

АИИС КУЭ включает в себя:

- УСПД «Вавиот»;
- Каналообразующую аппаратуру.

Функции ИВКЭ:

- автоматический поиск и включение в схему опроса устройств нижнего уровня;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов, сбор диагностической информации с устройств нижнего уровня, хранение и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM/GPRS, Ethernet, спутниковой связи или RS-485. Передача данных осуществляется по протоколу API, в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 или в соответствии со стандартом СТО 34.01-5.1-006-2017 ПАО «Россети»;
- передача команд управления приборам учета энергоресурсов и устройствам автоматизации с цифровым интерфейсом (управление реле, запись лимитов потребления, тарифного расписания и пр.);
- измерение текущего времени, контроль и синхронизация времени приборам учета энергоресурсов, имеющих встроенные часы;
- обеспечение прямого доступа к приборам учета энергоресурсов с цифровым интерфейсом верхнего уровня;
- самодиагностика с записью в журнале событий.

Третий уровень ИВК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИВК). ИВК – Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИВК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИВК в данном проекте не разрабатывается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									14	
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД	

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

Автоматически выполняются следующие функции системы:

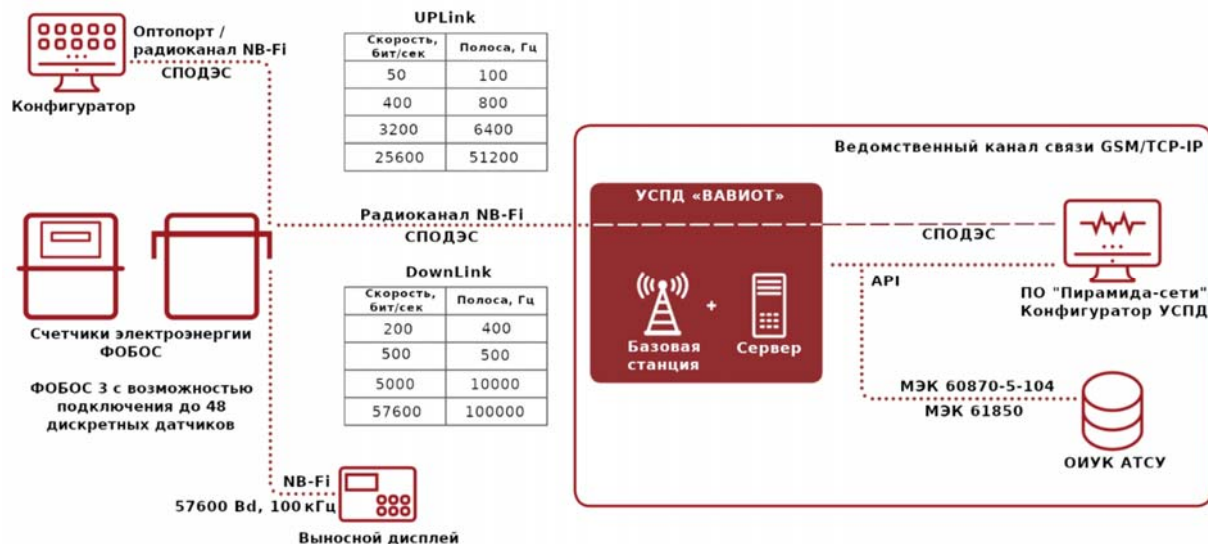
- проведение измерения приращения активной электроэнергии;
- проведение измерения приращения реактивной электроэнергии;
- проведение измерения приращения времени и интервалов времени;
- проведение измерения фазных токов;
- проведение измерения фазных напряжений;
- коррекция времени в ИИК;
- коррекция времени в ИВКЭ;
- сбор информации о состоянии средств измерения;
- хранение информации в базе данных ИИК;
- хранение данных в базе данных ИВКЭ;
- синхронизация времени на уровне ИИК;
- синхронизация времени на уровне ИВКЭ;
- ведение журнала событий на уровне ИИК;
- ведение журнала событий на уровне ИВКЭ;
- предоставление информации о результатах измерения в ИВК;
- предоставление информации о состоянии средств измерения в ИВК

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

Счетчики электроэнергии передают показания по беспроводному каналу NB-Fi в телематическую сеть на серверном ПО, развернутом на аппаратной платформе УСПД ВАВИОТ (ИВКЭ), данные с УСПД ВАВИОТ могут быть переданы в различные ИВК ВУ ПО «Пирамида-сети», ЭНФОРС, а также, АльфаЦЕНТР, Телескоп+, Энфорс, EMCOS Coprogate и другие (возможна интеграция посредством API).

Защищенная АИИС КУЭ разворачивается в составе любой корпоративной (защищенной) сети на базе одного УСПД Вавиот и нескольких NB-Fi базовых станций (шлюзов). Система АИИС КУЭ от ВАВИОТ легко масштабируется путем установки дополнительных УСПД ВАВИОТ, базовых станций и шлюзов, практически не ограничивая количество подключаемых приборов учета.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>УСПД Вавиот и нескольких NB-Fi базовых станций (шлюзов). Система АИИС КУЭ от ВАВИОТ легко масштабируется путем установки дополнительных УСПД ВАВИОТ, базовых станций и шлюзов, практически не ограничивая количество подключаемых приборов учета.</p>					
						ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД		Лист
								15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			



2.4 Показания по взаимосвязям АИИС со смежными системами, обеспечению ее совместимости

АИИС КУЭ включающая в себя счетчики электроэнергии ФОБОС различных модификаций, в том числе, с применением альтернативных каналов связи, а также устройства сбора и передачи данных УСПД Вавиот, базовые станции и шлюзы NB-Fi, интегрирована с большинством популярных информационно-вычислительных комплексов (ИБК, АИИС КУЭ), таких как Пирамида 2.0, Пирамида-Сети, АльфаЦЕНТР, Телескоп+, Энфорс, EMCOS. Corporate, также с системами телемеханики, поддерживающими универсальные протоколы МЭК 60870-5-104 и МЭК 61850.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Лист
								16

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК (разработка уровня не предусматривается).

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет активной и реактивной электроэнергии в двух направлениях;
- Контроль параметров сети: мощность (активная, реактивная, полная), ток, напряжение, коэффициент мощности, ток в нулевом проводе (опционально);
- Контроль параметров качества сети: положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты сети – класс S по ГОСТ 30804.4.30. ;
- Ведение журналов событий глубиной не менее 1000 записей с инициативным оповещением о событиях, в том числе –превышении лимитов мощности, напряжения, тока, попытках вскрытия, воздействия магнитным полем, результатах самодиагностики;
- Дистанционное отключение и ограничение потребления;
- Дистанционная установка \изменение тарифного расписания;
- Дистанционное обновление метрологически не значимой части ПО.

Счетчики ФОБОС обеспечивают хранение в энергонезависимой памяти данных:

- Профилей энергий (настраиваемых 1-60 минут) – не менее 128 суток (для 30 минут)
- Показаний на конец суток –не менее 128 суток
- Показаний на конец месяцев – не менее 39 месяцев.

Счетчики ФОБОС обеспечивают автономное функционирование часов, дисплея и датчиков счетчика от встроенной батареи при отсутствии питающей сети, а также дистанционную синхронизацию времени, в том числе, автоматическую, в составе АИИС КУЭ.

Счетчики электроэнергии ФОБОС поддерживают международный протокол обмена данными DLMS/COSEM, в том числе, в спецификации ПАО «Россети» СПОДЭС.

АИИС КУЭ надежно защищена от сторонних воздействий; данные защищены от неавторизованного доступа. Для защиты данных применяется российский алгоритм шифрования «Мазма» (ГОСТ Р 34.12-2015) с ключом шифрования 256 бит.

Основными конструктивными узлами счетчика являются

- Узел измерения
- Блок микроконтроллера
- Блок питания
- Интерфейсы и испытательные выходы

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
							17

- Жидкокристаллический дисплей (для счетчика исполнения «Сплит» – выносной дисплей)
- Кнопки управления (для счетчика исполнения «Сплит» – в составе выносного дисплея);
- Реле нагрузки (для счетчика модификации L непосредственного включения);
- Реле управления внешним коммутирующим устройством (для счетчика модификации L трансформаторного включения);
- Датчики:

Узел измерения. Основными компонентами узла измерения счетчика являются датчики напряжения и тока. Для измерения токов фаз и нейтрали используются трансформаторы тока и шунты. Для измерения напряжения используются схемы делителей напряжения. Принцип действия узла измерения основан на преобразовании сигналов тока и напряжения сети переменного тока, поданных на измерительные элементы счетчика, в цифровую информацию, удобную для дальнейшей обработки, хранения и отображения. Узел измерения генерирует также сигналы оптического и электрического испытательных выходов, пропорциональные измеряемой мощности.

Блок микроконтроллера выполняет следующие функции:

- все преобразования измерительной информации в цифровом виде;
- размещение результатов измерений в энергонезависимой памяти; память предназначена для хранения учетных данных, коэффициентов калибровки и конфигурации;
- ведение часов реального времени;
- организацию связи через оптический порт и другие интерфейсы;
- управление трансивером радиомодема;
- управление отображением информации (для счетчика шкафного исполнения);
- управление реле нагрузки (реле управления внешним коммутирующим устройством);
- измерение температуры внутри корпуса счетчика (измерительного блока);
- регистрацию вскрытия крышки кожуха (крышки корпуса) и крышки клеммной колодки счетчика (измерительного блока);
- контроль датчика магнитного поля;
- контроль отклонения измеренных параметров от заданных критериев;
- контроль состояния входов телесигнализации.

Часы реального времени. Встроенные часы реального времени (RTC) дают возможность снабжать учетные данные и события меткой времени, поддерживать тарификацию, обрабатывать команды управления в соответствии с установленным графиком. При работе счетчика в составе измерительной системы обеспечивается постоянная внешняя синхронизация часов счетчика с системными часами АИИС КУЭ через сеть передачи данных. Локальную установку и синхронизацию часов можно также провести через интерфейсы, имеющиеся в соответствующих модификациях.

Реле нагрузки. Счетчик модификации L непосредственного включения позволяет выполнять контроль мощности потребления и управление подачей электроэнергии потребителю при помощи встроенного реле нагрузки для счетчиков непосредственного включения. Максимальный ток реле нагрузки не менее, чем на 10 %

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>— контроль состояния входов телесигнализации.</p> <p>Часы реального времени. Встроенные часы реального времени (RTC) дают возможность снабжать учетные данные и события меткой времени, поддерживать тарификацию, обрабатывать команды управления в соответствии с установленным графиком. При работе счетчика в составе измерительной системы обеспечивается постоянная внешняя синхронизация часов счетчика с системными часами АИИС КУЭ через сеть передачи данных. Локальную установку и синхронизацию часов можно также провести через интерфейсы, имеющиеся в соответствующих модификациях.</p> <p>Реле нагрузки. Счетчик модификации L непосредственного включения позволяет выполнять контроль мощности потребления и управление подачей электроэнергии потребителю при помощи встроенного реле нагрузки для счетчиков непосредственного включения. Максимальный ток реле нагрузки не менее, чем на 10 %</p>							
								ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
									18
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

превышает максимальный ток, соответствующий конкретной модификации счетчика. Коммутационная износостойкость контактов реле составляет не менее 1000 циклов. Счетчик модификации L трансформаторного включения позволяет выполнять управление внешним коммутирующим устройством с помощью встроенного сигнального реле с изолированными выводами.

Контроль нагрузки. В счетчиках непосредственного включения модификации L реализована функция контроля мощности потребления и управления нагрузкой потребителей при помощи встроенного реле нагрузки.

Отключение и подключение реле могут быть выполнены:

- удаленно (командой оператора);
- вручную (нажатием кнопки абонентом);
- локально (через функции счетчика, например, ограничение максимальной мощности)

Контроль показателей качества электроэнергии. В счетчиках реализован контроль показателей качества электроэнергии:

- положительное и отрицательное отклонение напряжения;
- отклонение частоты;
- длительность и глубина провалов напряжений;
- длительность перенапряжений.

Контроль положительного и отрицательного отклонения напряжения осуществляется по методике, приведенной в ГОСТ 30804.4.30-2013 для класса A, по критериям, установленным в ГОСТ 32144-2013: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Контроль отклонения частоты осуществляется по методике, приведенной в ГОСТ 30804.4.30-2013 для класса S, по критериям, установленным в ГОСТ 32144-2013: отклонение частоты не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Журнал событий. Счетчик в режиме реального времени реагирует на события, вызванные различными причинами. События могут быть вызваны как самим счетчиком (результатами обработки измеренных данных, сигналами датчиков), так и командами в составе ИСУ. Каждое событие обрабатывается и регистрируется счетчиком в выделенной зоне энергонезависимой памяти счетчика – журнале событий. В соответствии со спецификацией СПОДЭС, в счетчике реализовано семь основных журналов событий по их типам:

- события, связанные с напряжением;
- события, связанные с током;
- события, связанные с включением/выключением счетчика, реле нагрузки;
- события параметрирования счетчика;
- события внешних воздействий;
- события самодиагностики счетчика;
- события по превышению реактивной мощности (тангенс сети).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>регистрируется счетчиком в выделенной зоне энергонезависимой памяти счетчика – журнале событий. В соответствии со спецификацией СПОДЭС, в счетчике реализовано семь основных журналов событий по их типам:</p> <ul style="list-style-type: none">— события, связанные с напряжением;— события, связанные с током;— события, связанные с включением/выключением счетчика, реле нагрузки;— события параметрирования счетчика;— события внешних воздействий;— события самодиагностики счетчика;— события по превышению реактивной мощности (тангенс сети).					
			<div>ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД</div>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист		
						19		

Уровень ИВКЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматический поиск и включение в схему опроса устройств нижнего уровня;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов, сбор диагностической информации с устройств нижнего уровня, хранение и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM/GPRS, Ethernet, спутниковой связи или RS-485. Передача данных осуществляется по протоколу API, в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 или в соответствии со стандартом СТО 34.01-5.1-006-2017 ПАО «Россети»;
- передача команд управления приборам учета энергоресурсов и устройствам автоматизации с цифровым интерфейсом (управление реле, запись лимитов потребления, тарифного расписания и пр.);
- измерение текущего времени, контроль и синхронизация времени приборам учета энергоресурсов, имеющих встроенные часы;
- обеспечение прямого доступа к приборам учета энергоресурсов с цифровым интерфейсом верхнего уровня;
- самодиагностика с записью в журнале событий.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист	
							20	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических потоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчетах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учета.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД		Лист 21

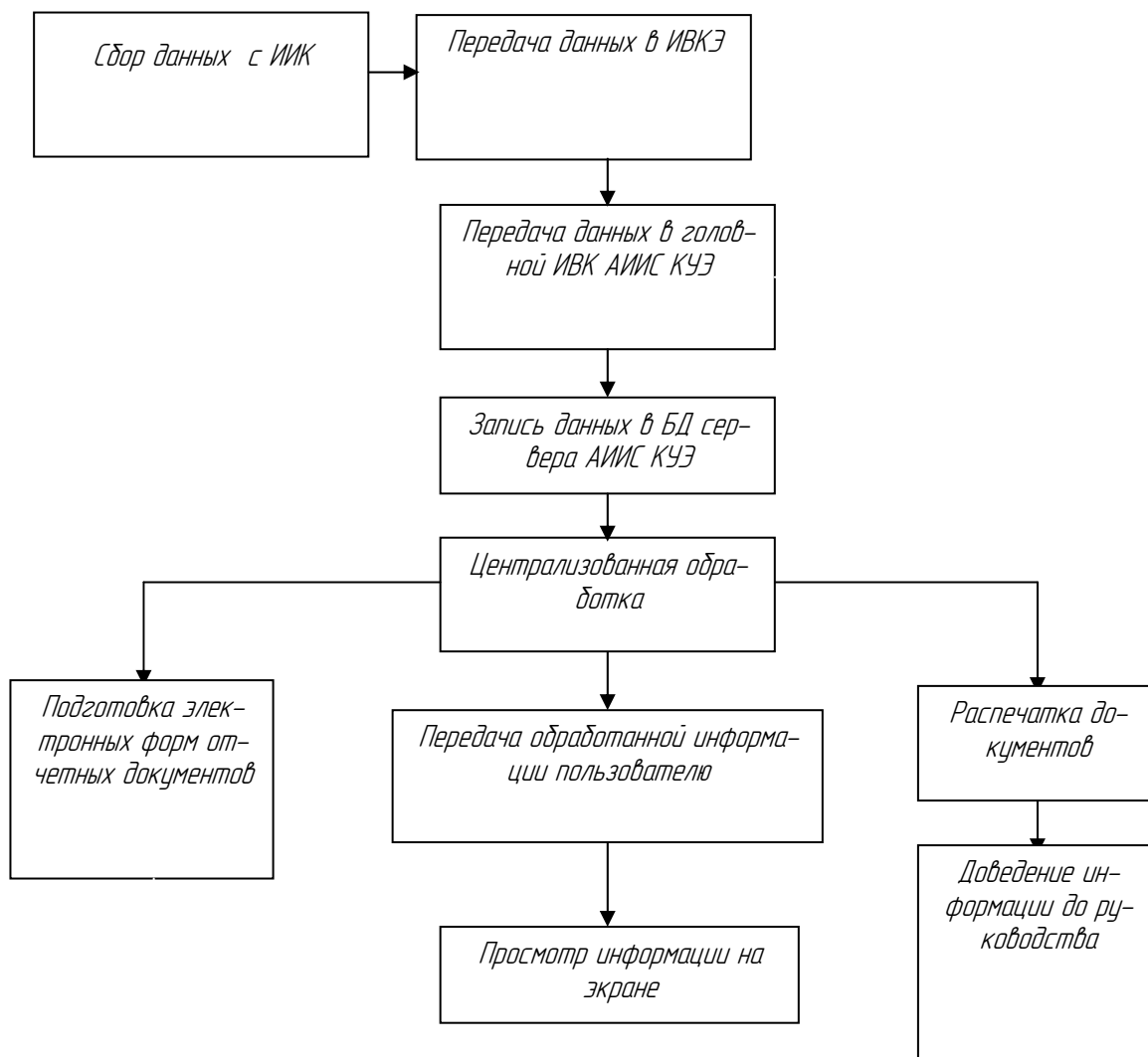


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашиной информации

Внемашина информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);
 - эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
 - проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.
- Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.
- Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.
- Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.
- Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист	
							24	

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ФОБОС компании ООО «Телематические Решения» (торговая марка WAVIoT).

Классы точности счетчиков не хуже 0,5.

Счетчики электрической энергии статические ФОБОС (далее – счетчики) предназначены для измерений активной и реактивной электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22, ГОСТ 31819.23-2012, измерений показателей качества электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.30-2013 в трехфазных трехпроводных и четырехпроводных электрических сетях переменного тока частотой 50 Гц.

Принцип действия счетчиков основан на масштабировании входных сигналов напряжения и тока с дальнейшим преобразованием их в цифровой код и обработке, а также с последующим отображением на дисплее отсчетного устройства или выносном дисплее результатов измерений и информации:

- количества активной электрической энергии не менее, чем по 4-м тарифам, суммарно по тарифам в двух направлениях (потребление, генерация), кВт·ч;
 - количества реактивной электрической энергии не менее, чем по 4-м тарифам, суммарно по тарифам в двух направлениях (потребление, генерация), кВар·ч;
 - параметров сети (пофазно и суммарно: ток, напряжение, частота сети, коэффициент мощности, активная, реактивная и полная мощности)
 - показателей качества электрической энергии (положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты, глубина и длительность провалов напряжения, длительность перенапряжения);
 - текущего времени и даты.
 - Профили – массивы данных, измеренных и зафиксированных в энергонезависимой памяти счетчика в заданные периоды времени.
- расчетное соотношение активной и реактивной мощности суммарно и по каждой фазе;
 - расчетный небаланс суммы фазных токов и нулевом проводнике (для счетчиков прямого включения).
- Для передачи результатов измерений и информации в АИИС КУЭ связи со счетчиками с целью их обслуживания и настройки в процессе эксплуатации, используются вспомогательные цепи счетчика, включающие в себя в зависимости от модификации:
- радиointерфейс (радиомодуль, опционально);
 - интерфейс оптического типа (оптический порт, опционально);
 - интерфейс передачи данных RS-485 (опционально);
 - интерфейс Ethernet, (опционально, в том числе, в виде сменного модуля);
 - GSM/GPRS/NB-IoT (опционально, в том числе, в виде сменного модуля);
 - импульсное выходное устройство оптическое;
 - импульсное выходное устройство электрическое (только для шкафного исполнения).

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>для передачи результатов измерений и информации в АИИС КЭС связи со счетчиком с целью их обслуживания и настройки в процессе эксплуатации, используются вспомогательные цепи счетчика, включающие в себя в зависимости от модификации:</p> <ul style="list-style-type: none">— радиointерфейс (радиомодуль, опционально);— интерфейс оптического типа (оптический порт, опционально);— интерфейс передачи данных RS-485 (опционально);— интерфейс Ethernet, (опционально, в том числе, в виде сменного модуля);— GSM/GPRS/NB-IoT (опционально, в том числе, в виде сменного модуля);— импульсное выходное устройство оптическое;— импульсное выходное устройство электрическое (только для шкафного исполнения);					

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
							25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

— реле управления внешним коммутирующим устройством;

— входы телесигнализации.

Счетчики имеют встроенные энергонезависимые часы реального времени с поддержкой текущего времени (секунды, минуты, часы) и календаря (число, месяц, год).

В счетчиках реализована возможность задания не менее 24 временных тарифных зон суток раздельно для каждого дня недели и праздничных дней, с индивидуальным тарифным расписанием для не менее, чем 12 сезонов года.

Счетчики имеют энергонезависимую память, сохраняющую данные при отключении питания более 30 лет.

Счетчики обеспечивают выполнение следующих дополнительных функций:

- контроль вскрытия крышки корпуса;
- контроль вскрытия крышки клеммной колодки счетчика, сменного модуля;
- контроль температуры внутри счетчика;
- контроль воздействия сверхнормативного магнитного поля;
- контроль напряжения и пропадания фазных напряжений сети переменного тока;
- контроль тока и мощности подключаемой нагрузки;
- фиксация изменений направления перетока мощности;
- контроль отклонения параметров качества электроэнергии;
- контроль правильности чередования фаз;
- контроль тока в нулевом проводе (опционально);
- контроль соотношения реактивной и активной мощности;
- контроль доступа по интерфейсу;
- контроль состояния входов телесигнализации;
- контроль инициализации счетчика с фиксацией даты, времени и интерфейса, посредством которого была указана команда;
- контроль времени последнего сброса счетчика с фиксацией даты, количества сбросов;
- дистанционное отключение/включение подключаемой нагрузки посредством команды от ИС (опционально);
- автоматическое отключение/включение подключаемой нагрузки по установленному критерию контролируемых счетчиком параметров (опционально);
- самодиагностика счетчика.

Инициативная связь

В счетчике с радиointерфейсом реализована функция инициативной связи с АИИС КУЭ, в том числе:

- при вскрытии клеммной крышки;
- при воздействии сверхнормативным магнитным полем;
- при перепрограммировании;
- при превышении максимальной мощности;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД			26

- при отклонении от нормированного (заданного) значения уровня напряжения;
- при возникновении других программируемых событий.

Основные характеристики счетчика Фабос-3

Наименование характеристики						Значение
Тип включения цепей напряжения						Непосредственное или трансформаторное
Тип включения цепей тока						Непосредственное или трансформаторное
Класс точности при измерении активной электрической энергии для модификации:						
– А (по ГОСТ 31819.22)						0,5S
– В (по ГОСТ 31819.22)						0,5S
– С (по ГОСТ 31819.21)						1
– D (по ГОСТ 31819.21)						1
Класс точности при измерении реактивной электрической энергии для модификаций:						
– А						0,5*
– В (по ГОСТ 31819.23)						1
– С (по ГОСТ 31819.23)						1
– D (по ГОСТ 31819.23)						2
Постоянная счетчика, имп./кВт·ч (имп./квар·ч)						от 800 до 10000
Номинальное фазное/линейное напряжение $U_{ном}$, В:						
– для счетчиков непосредственного включения и трансформаторного включения						34230/400
– для счетчиков трансформаторного включения						3457,7/100
Предельный рабочий диапазон напряжений, В						от 0,8· $U_{ном}$ до 1,2· $U_{ном}$
Базовый ток I_b , А						5, 10, 20
Номинальный ток $I_{ном}$, А						1, 2, 5, 10
Максимальный ток $I_{макс}$, А						2, 10, 60, 80, 100
Номинальное значение частоты сети, Гц						50±0,5
Диапазон измерений фазного напряжения переменного тока, В						от 0,8· $U_{ном}$ до 1,2· $U_{ном}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений фазного напряжения переменного тока, %						±0,5
Диапазон измерений силы переменного тока, А:						
– для счетчиков непосредственного включения						от 0,05· I_b до $I_{макс}$
– для счетчиков трансформаторного включения						от 0,01· $I_{ном}$ до $I_{макс}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений силы переменного тока, %						±0,5
Диапазон измерений отрицательного отклонения напряжения переменного тока $dU(-)$, %						от -20 до 0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД

Лист

27

Изм. Колуч. Лист № док. Подп. Дата

Инв. №	№ подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	<div> <div> <div>ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД</div> <div>Лист</div> </div> <div> <div>28</div> </div> </div>					
				<div> <div>Изм.</div> <div>Колуч.</div> <div>Лист</div> <div>№ док.</div> <div>Подп.</div> <div>Дата</div> </div>					
				<div> <div>Диапазон измерений положительного отклонения напряжения переменного тока $dU(+)$, %</div> <div>от 0 до +20</div> </div>					
				<div> <div>Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений отрицательного или положительного отклонения напряжения переменного тока, %</div> <div>$\pm 0,5$</div> </div>					
				<div> <div>Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц</div> <div>от 45,0 до 57,5</div> </div>					
				<div> <div>Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока, Гц</div> <div>$\pm 0,03$</div> </div>					
				<div> <div>Диапазон измерений отклонения частоты переменного тока Δf, Гц</div> <div>от -5,0 до +7,5</div> </div>					
				<div> <div>Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений отклонения частоты переменного тока, Гц</div> <div>$\pm 0,03$</div> </div>					
				<div> <div>Диапазон измерений длительности провала и прерывания напряжения Δt_n, с</div> <div>от 0,02 до 60</div> </div>					
				<div> <div>Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений длительности провала и прерывания напряжения, с</div> <div>$\pm 0,04$</div> </div>					
				<div> <div>Диапазон измерений глубины провала напряжения dU_n, %</div> <div>от 0 до 20</div> </div>					
				<div> <div>Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений глубины провала напряжения, %</div> <div>$\pm 0,5$</div> </div>					
				<div> <div>Диапазон измерений длительности перенапряжения $\Delta t_{перU}$, с</div> <div>от 0,02 до 60</div> </div>					
				<div> <div>Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений длительности перенапряжения, с</div> <div>$\pm 0,04$</div> </div>					
				<div> <div>Диапазон измерений коэффициента мощности KP</div> <div>от -1 до +1</div> </div>					
				<div> <div>Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений коэффициента мощности</div> <div>$\pm 0,02$</div> </div>					
				<div> <div>Диапазон измерений активной электрической мощности P, Вт</div> <div> <div>от $0,8 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$,</div> <div>$0,25 \leq KP \leq 1$</div> <div>от $0,05 \cdot I_b$ до $I_{макс}$</div> <div>от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $I_{макс}$</div> </div> <div> <div>- для счетчиков непосредственного включения</div> <div>- для счетчиков трансформаторного включения</div> </div> </div>					
				<div> <div>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной электрической мощности, %</div> <div> <div>$\pm 0,5$</div> <div>$\pm 1,0$</div> </div> <div> <div>- модификации А и В</div> <div>- модификации С и D</div> </div> </div>					
				<div> <div>Диапазон измерений реактивной электрической мощности Q, вар</div> <div> <div>от $0,8 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$,</div> <div>$0,25 \leq KQ \leq 1$</div> <div>от $0,05 \cdot I_b$ до $I_{макс}$</div> <div>от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $I_{макс}$</div> </div> <div> <div>- для счетчиков непосредственного включения</div> <div>- для счетчиков трансформаторного включения</div> </div> </div>					
				<div> <div>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной электрической мощности, %</div> <div> <div>$\pm 0,5$</div> <div>$\pm 1,0$</div> <div>$\pm 2,0$</div> </div> <div> <div>- модификация А</div> <div>- модификации В и С</div> <div>- модификация D</div> </div> </div>					

		<ul style="list-style-type: none"> по RS-485 по интерфейсам Ethernet, GSM/GPRS, G2, G3, G4, G5, NB-IoT) 								
		Максимальное количество входов телесигнализации типа «сухой контакт»								
		16 (48 с учетом мультиплексирования)								
		Характеристики входов телесигнализации:								
		<ul style="list-style-type: none"> максимальное напряжение, В входное сопротивление, кОм 								
		30								
		15								
		Максимальное количество выходов телеуправления (твердотельное реле/«сухой контакт»)								
		2 (1/1)								
		Характеристики выходов телеуправления:								
		<ul style="list-style-type: none"> для твердотельного реле (максимальное напряжение/сила тока), В/А для выходов типа «сухой контакт» (максимальное напряжение/сила тока), В/мА: сопротивление в открытом состоянии, Ом, не более сопротивление в состоянии “разомкнуто”, кОм, не менее 								
		350/1								
		20/30								
		200								
		50								
		Напряжение питания постоянного тока от резервного источника, В								
		от 8,0 до 16,0								
		Сила постоянного тока, потребляемая от резервного источника питания, мА, не более								
		100								
		Срок службы встроенной батареи, лет, не менее								
		16								
		Длительность хранения информации при отключении питания, лет								
		30								
		Глубина хранения активной и реактивной электрической энергии (приращения или накопления: прием, отдача) за 60-минутные интервалы времени, суток, не менее								
		128								
		Глубина хранения активной и реактивной электрической энергии (приращения или накопления: прием, отдача) за сутки, суток не менее								
		128								
		Глубина хранения активной и реактивной электрической энергии (приращения или накопления: прием, отдача), за прошедший месяц, лет, не менее								
		3								
		Формирование профиля активной и реактивной мощности нагрузки прямого и обратного направлений с программируемым интервалом времени интегрирования, в диапазоне, мин								
		от 1 до 60								
		Степень защиты по ГОСТ 14254-2015 для:								
		<ul style="list-style-type: none"> счетчика в корпусе шкафного исполнения измерительного блока исполнения «Сплит» выносного дисплея ДВ-2 								
		IP51 IP54 IP51								
		Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более:								
		<ul style="list-style-type: none"> счетчика шкафного исполнения измерительного блока счетчика исполнения «Сплит» (без учета кронштейна) выносного дисплея ДВ-2 (без адаптера питания) 								
		235x171x65								
		271x190x82								
		150x105x30								
		Масса, кг, не более:								
Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата					Лист			
							30			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД				

-	счетчика шкафного исполнения	1,5
-	измерительного блока исполнения «Сплит» выносного дисплея	2
-	выносного дисплея ДВ-2 (без адаптера питания)	0,3
	Средняя наработка счетчика на отказ, ч, не менее	280000
	Средний срок службы счетчика, лет, не менее	30
	Нормальные условия измерений:	
-	температура окружающего воздуха, °C	от +15 до +25
-	относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80
	Рабочие условия измерений:	
-	температура окружающего воздуха (кроме выносного дисплея ДВ-2), °C	от -40 до +70
-	температура окружающего воздуха для выносного дисплея ДВ-2, °C	от 0 до +50
-	относительная влажность воздуха при температуре окружающего воздуха +25 °C, %, не более	98

Основные технические характеристики Фобос-1

Диапазон измерений полной электрической мощности S , В·А		от $0,8U_{ном}$ до $1,2U_{ном}$ от $0,05I_B$ до $I_{макс}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений полной электрической мощности, % *		$\pm 1,0$
Диапазон измерений отрицательного отклонения напряжения переменного тока dU (-), %		от -20 до 0
Диапазон измерений положительного отклонения напряжения переменного тока dU (+), %		от 0 до +20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений положительного и отрицательного отклонения напряжения переменного тока, %		$\pm 0,5$
Диапазон измерений силы переменного тока, А		от $0,05I_B$ до $I_{макс}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений силы переменного тока, % *		$\pm 0,5$
Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц		от 45,0 до 57,5
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока, Гц *		$\pm 0,03$
Диапазон измерений отклонения частоты переменного тока Δf , Гц		от -5,0 до +7,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отклонения частоты переменного тока, Гц		$\pm 0,03$
Диапазон измерений коэффициента мощности K_p		от -1 до +1
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений коэффициента мощности *		$\pm 0,02$

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД

Лист

31

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений текущего времени, с/сутки	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной температурной погрешности измерений текущего времени, с/°C в сутки	$\pm 0,1$
Стартовый ток, не менее: для счётчиков класса точности 1 по ГОСТ 31819.21-2012 и ГОСТ 31819.23-2012 непосредственного включения	$0,004 I_N$
Примечание — * Пределы допускаемой дополнительной погрешности, вызываемой изменением температуры окружающей среды на ± 10 °C, составляют $\frac{1}{2}$ от пределов допускаемой основной погрешности.	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист	
							32	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Наименование характеристики	Значение
Полная мощность, потребляемая цепью тока, при номинальном токе, номинальной частоте и нормальной температуре, В·А, не более	0,1
Полная (активная) мощность, потребляемая цепью напряжения при номинальном напряжении, нормальной температуре и номинальной частоте без учета потребления реактивной мощности, Вт	10,0 (2,0)
Количество тарифов, не менее	4
Наличие дополнительных интерфейсов*: — модификация R: RS-485, скорость, бит/с, не менее — модификация E: Ethernet, скорость, Мбит/с, не менее	9600 10
Поддерживаемые протоколы обмена: — по радиointерфейсу NB-Fi — по оптопорту — по RS-485 — по интерфейсам Ethernet, GPRS, G2, G3, G4, G5, NB-IoT)	NB-Fi, СПОДЭС СПОДЭС СПОДЭС
Количество записей в «Журнале событий», не менее	1000
Глубина хранения активной и реактивной электрической энергии (приращения или накопления: прием, отдача) за 60-минутные интервалы времени, суток, не менее	128
Глубина хранения активной и реактивной электрической энергии (приращения или накопления: прием, отдача) за сутки, суток не менее	128
Глубина хранения активной и реактивной электрической энергии (приращения или накопления: прием, отдача), за прошедший месяц, лет, не менее	3,5
Глубина хранения профилей параметров сети с дискретностью 30 минут, суток, не менее	7
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015, для счетчиков модификаций: - ФОБОС 1 шкафного исполнения, не менее - ФОБОС 1 в корпусе «Сплит», не менее	IP51 IP54
Габаритные размеры (высота/длина/ширина), мм, не более: — ФОБОС 1 шкафного «базового» исполнения — ФОБОС 1 в корпусе «Сплит»** «базового» исполнения — ФОБОС 1 шкафного исполнения (1) (минимальная конфигурация) — выносного дисплея ДВ-2	210x130x80 179x119x59 210x150x65 136,2x102x60 150x105x30
Масса счетчиков, кг, не более - ФОБОС 1 шкафного исполнения - ФОБОС 1 в корпусе Сплит - выносного дисплея ДВ-2 (без адаптера питания)	0,7 1,3 0,3
Срок службы встроенного источника постоянного тока, лет, не менее	16
Длительность хранения информации при отключении питания, лет, не менее	30
Средняя наработка счетчика на отказ, ч, не менее	280000
Средний срок службы, лет, не менее	30

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД	Лист
							33

Интервал между поверками, лет, не менее	16
Нормальные условия: температура окружающего воздуха, °C относительная влажность воздуха, %	от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: температура окружающего воздуха (без выносного дисплея), °C температура окружающего воздуха для выносного дисплея ДВ-2, °C относительная влажность воздуха при температуре окружающего воздуха	от -40 до +70 от 0 до +50
Примечание — 1 * В случае наличия нескольких интерфейсов связи одного типа символы указываются соответствующее количество раз; 2 ** Указаны размеры без клеммных крышек.	

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

УСПД предназначено для сбора со средств измерений, датчиков, вычислителей, измерительных преобразователей (далее – устройств нижнего уровня), накопления и предоставления в базы данных программного обеспечения (далее – верхнего уровня) автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета энергоресурсов (далее – автоматизированных систем) информации о результатах измерений и состоянии средств измерений и объектов контроля в составе автоматизированных систем, а также построения сети приема/передачи сигналов телеметрии для оказания информационных услуг. УСПД в комплекте со счетчиками типа ФОБОС 3 с функцией телесигнализации выполняет функции телесигнализации по отношению к верхнему уровню АИИС КУЭ или ОИК АСТУ.

УСПД выполняет также функцию измерения времени и синхронизации времени встроенных часов устройств нижнего уровня. Область применения УСПД – объекты жилищно-коммунального и промышленного назначения, в том числе, объекты розничного рынка энергоресурсов.

Состав изделия

УСПД «ВАВИОТ» является функционально и конструктивно законченным изделием, выполненным в едином корпусе промышленного исполнения (за исключением внешних антенно-фидерных устройств). УСПД состоит из аппаратной и программной части. Аппаратная часть содержит вычислительный модуль с энергонезависимой памятью данных, встроенными часами реального времени и литиевой батареей для обеспечения их бесперебойной работы, с встроенным приемником GPS\ГЛОНАСС в качестве источника точного времени и координат УСПД, и радиointерфейсом, а также интерфейс Ethernet (несколько дополнительных опционально), интерфейс RS-485 (или несколько, опционально), GSM-модем технологий 3G или 4G, 2-й GSM модем (или несколько, опционально) или терминал спутниковой связи (опционально), источник вторичного и резервного (опционально) питания, антенно-фидерные устройства (наличие и состав определяются в конкретном заказе).

Программная часть встроена в аппаратную часть.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД	
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34	

Защита информации

Защита параметров и данных УСПД от несанкционированного доступа по интерфейсам организована с помощью использования многоуровневой (не менее 2-х) системы паролей. Физический доступ к УСПД не позволяет получить доступ к изменению параметров или данных. Несанкционированное изменение настроечных параметров невозможно без вскрытия вычислительного модуля УСПД. Обмен по интерфейсам, в том числе, с устройствами нижнего уровня, с верхним уровнем и между внешней и внутренней частями ПО, защищен системой шифрования.

Работа УСПД

Принцип действия УСПД основан на обмене данными в цифровой форме по радиоканалу NB-Fi с устройствами нижнего уровня с последующей обработкой, хранением полученной информации в энергонезависимой памяти и выдачей накопленной информации по интерфейсам GSM\GPRS, Ethernet, спутниковой связи или RS-485 периодически по регламенту, спорадически или по запросу на верхний уровень.

УСПД предназначено преимущественно для наружного применения. Для достижения наилучшей работоспособности антенно-фидерные компоненты УСПД устанавливаются преимущественно на верхних элементах конструкций зданий, опорах ЛЭП, вышках и других сооружениях, имеющих преобладающую высоту на местности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
										35
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Основные технические характеристики УСПД «Вавот»

Параметр		Значение
Пределы абсолютной погрешности хода часов в сутки, при отсутствии внешней синхронизации, с		±1,0
Пределы дополнительной температурной погрешности хода часов в сутки в рабочем диапазоне температур, с/°C		±0,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении: - активной электрической энергии, Вт·ч - реактивной электрической энергии, вар·ч - активной электрической мощности, Вт - реактивной электрической мощности, вар - полной электрической мощности, В·А		±1
Нормальные условия измерений	Температура окружающей среды, °C	20 ± 5
	Относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80
	Атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 84 до 106 (от 630 до 765)
	Номинальное напряжение переменного тока основного источника питания, В	230
	Номинальное напряжение постоянного тока резервного источника питания, В	12
Рабочие условия эксплуатации	Температура окружающей среды, °C	от - 50 до +70
	Относительная влажность воздуха (без конденсации влаги), %, не более	98
	Атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 60 до 106,7 (от 460 до 800)
	Диапазон напряжений переменного тока основного источника питания, В	от 176 до 276
	Диапазон напряжений постоянного тока резервного источника питания, В	от 8 до 15
Время установления рабочего режима, мин, не более		3
Потребляемая мощность, Вт, не более		30
Максимальное количество подключаемых приборов учета энергоресурсов, ед		10000
Глубина хранения основных данных при количестве приборов учета энергоресурсов 1000: - суточные данные приборов учета энергоресурсов 60-минутных приращений энергоносителя, сут., не менее - энергопотребление за сутки, сут., не менее - энергопотребление за месяц, месяцев, не менее		90 36 36 5000
Срок хранения результатов измерения при отсутствии питания, лет, не менее		3,5
Источник сигналов точного времени типа GPS/ГЛОНАСС		есть

Параметр		Значение
Ведение «журнала событий» с регистрацией времени и даты следующих фактов: -наличие факта параметризации УСПД и приборов учета энергоресурсов с цифровым интерфейсом -наличие факта коррекции времени в приборах учета энергоресурсов с цифровым интерфейсом -попытка несанкционированного доступа к приборам учета энергоресурсов - перезапуск (при пропадании напряжения, заклинивании и т.п.)		есть есть есть есть
Габаритные размеры УСПД без учета дополнительного набора антенн и коммутирующих устройств (высота; ширина; глубина), мм, не более		600; 400; 200
Масса УСПД без учета дополнительного набора антенн и коммутирующих устройств, кг, не более		10
Степень защиты корпуса УСПД от проникновения твердых предметов и воды (по ГОСТ 14254-2015)		IP66
Средняя наработка на отказ, ч, не менее		160000
Средний срок службы, лет, не менее		30

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД

Лист

36

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЭ функционирует на следующих уровнях:

- уровень программного обеспечения Фобос;
- уровень программного обеспечения УСПД Вавиот.

6.1 Состав и архитектура ПО АИИС КУЭ

Программное обеспечение счетчика (далее – ПО) состоит из встроенного программного обеспечения, «зашифтого» в блок микроконтроллера, и внешнего программного обеспечения, позволяющего считывать со счетчика данные, передавать команды управления реле, синхронизировать время встроенных часов, а также его конфигурировать через интерфейсы счетчика.

Встроенное ПО

Встроенное ПО функционально разделено на метрологически значимое ПО и пользовательское ПО.

Метрологически значимое ПО определяет все алгоритмы работы блока измерений, в том числе, формирование сигналов оптического и электрического испытательных выходов, а также функционирование и обеспечение точности хода встроенных часов реального времени.

Метрологически значимое ПО является неизменным для данного типа средства измерений и описывается контрольной суммой, указываемой в паспорте счетчика.

Пользовательское ПО обеспечивает цифровое преобразование измеренных данных, запись их в энергонезависимую память, воспроизведение на дисплее, передачу по интерфейсам связи в соответствии с заданной конфигурацией счетчика, результатами преобразований, а также с учетом сигналов датчиков, воздействий на кнопки управления и команд, полученных по интерфейсам связи.

Пользовательское ПО счетчика постоянно развивается. Особенности реализации функционала, поддерживаемого счетчиком в рамках утвержденного Описания типа, сильно зависят от версии пользовательского ПО, а также от конкретной конфигурации, записанной в счетчик. Все счетчики поставляются заказчику с предустановленной «заводской» конфигурацией или конфигурацией, согласованной с заказчиком.

Внешнее ПО

Внешнее ПО – сервисное программное обеспечение «Конфигуратор ФОБОС», устанавливается в компьютер по ссылке на сайте производителя <https://waviot.ru>.

При помощи сервисного ПО к счетчику можно подключаться через любой интерфейс настоящего, с использованием преобразователей. Порядок подключения и работы с сервисным ПО изложены в инструкции, доступной на сайте производителя.

ПО АИИС КУЭ

К данным счетчика и к самому счетчику можно получить доступ путем подключения его к ПТК «ВАВИОТ» (регистрационный № 67903–17), в состав которого входит базовая станция, обеспечивающая связь с счетчиком через радиointерфейс, а также сервис «Личный кабинет».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Внешнее ПО – сервисное программное обеспечение «Конфигуратор ФОБОС», устанавливается в компьютер по ссылке на сайте производителя https://waviot.ru.</p> <p>При помощи сервисного ПО к счетчику можно подключаться через любой интерфейс настоящего, с использованием преобразователей. Порядок подключения и работы с сервисным ПО изложены в инструкции, доступной на сайте производителя.</p> <p>ПО АИИС КУЭ</p> <p>К данным счетчика и к самому счетчику можно получить доступ путем подключения его к ПТК «ВАВИОТ» (регистрационный № 67903-17), в состав которого входит базовая станция, обеспечивающая связь с счетчиком через радиointерфейс, а также сервис «Личный кабинет».</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД		Лист
								37

О возможности использования данного сервиса можно узнать в службе поддержки клиентов производителя support@waviot.ru.

Подключение к счетчику позволяет производить все необходимые действия: считывание текущих показаний, архивов данных, считывание/запись тарифного расписания, лимитов мощности, напряжения и других настроек.

Программным обеспечением УСПД «Вавиот» является ПО «УСПД конфигуратор». Подробная инструкция к установке и настройке УСПД приведена в руководстве по эксплуатации

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист	
							38	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);</p> <ul style="list-style-type: none">- поверку АИИС КУЭ;- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.						
			<p>7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока</p>						
			<p>Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.</p>						
							ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД		Лист
									39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электроэнергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114–98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019–80, ГОСТ 12.2.007.0–75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75.
Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.0070-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;

Взам. инв. №	требованиям, предъявляемым к ЭВМ.					
	7.6 Контроль точности результатов измерений					
Подл. и дата	Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.					
	Задачами контроля точности являются проверки:					
Инв. № подл.	- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;					
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подл.	Дата

ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
	40

- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f(5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f(20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 4 1
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.19.ТД			

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

Элемент системы	Тип	Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик	Фобас 3Т	66754-17
Счетчик	Фобас 3 сплит	66754-17
Счетчик	Фобас 1 сплит	66753-17
УСПД	УСПД «Вавуот»	71879-18

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №						
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД		Лист
								42

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №

```
graph TD; A[Служба АВИС КУЗ] --> B[Начальник службы]; B --> C[Группа администрирования]; B --> D[Группа эксплуатации];
```

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК.

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации;
- обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КЧЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КЧЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КЧЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КЧЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КЧЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
										44
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 1010 шт.
- Шкаф УСПД 3 шт.

Согласно ГОСТ 27.002-89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надежности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ;
- счётчики электрической энергии;
- УСПД.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист	
							45	

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствие с ГОСТ 27.003-90. В таблицах 2.1–2.5 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	Фабос 3Т	Восстанавливаемый	17
Счетчик	Фабос 3 сплит	Восстанавливаемый	56
Счетчик	Фабос 1 сплит	Восстанавливаемый	937

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Вабиот	Восстанавливаемый	3

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003-90 для измерительных ТТ, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

Измерительные ТТ относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Шкаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надежности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЗ, оцениваются следующие показатели надежности:

а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:

средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;

средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983–2001 и ГОСТ 7746–2001.

д) для счетчиков электроэнергии:

средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;

среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.

в) для системы шкафов УСПД:

средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;

время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надежности элементов АИИС

При проведении оценок надежности АИИС КУЭ будем использовать данные по надежности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надежности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надежности.

Расчет показателей надежности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИИК					
1	Счетчик	Фабас 3Т	17	280000	Описание типа
2	Счетчик	Фабас 3 сплит	56	280000	Описание типа
3	Счетчик	Фабас 1 сплит	937	280000	Описание типа
ИВКЭ					
13	УСПД	Вабиот	3	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИИК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.19.ТД				47

3	Счетчик	Фабос 1 сплит	937	280000	Описание типа
ИВКЭ					
13	УСПД	Вабиот	3	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИИК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электро-энергии	Фобос 3Т	17	280000	0,0000607
2	Счетчик электро-энергии	Фобос 3 сплит	56	280000	0,0002000
3	Счетчик электро-энергии	Фобос 1 сплит	937	280000	0,0033464
Итого для ИМК					0,0000885000

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИВКЭ

Результат расчета представлен в таблице 6

Таблица 6.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Вакуум	3	160000	0,00001875
Итого для ИВКЭ					0,00001875

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{общ} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД	Лист
							48

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0036259$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 2754$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_0 + T_B};$$

$$K_r = 275 / (2 + 275) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 280000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

– счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>3.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений</p> <p>ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:</p> <p>Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 280000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.</p> <p>В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:</p> <ul style="list-style-type: none">- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений; <p>Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.</p>					
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.ТД		Лист
								49
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при $t=0$.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 9.1.

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжести последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надёжности необходимо предусмотреть комплект ЗИП. Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t,$$

где Q – количество запасных элементов;

N – количество элементов;

t – % (процент на основании договора).

В результате расчета будет получено количество ЗИП.

Исходя из финансово-экономического обоснования, комплект ЗИП на каждую подстанцию будет входить в групповой комплект ЗИП, рассчитанный на ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.19.ТД	Лист
							50

*“Создание автоматизированной информационно –измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

Установка АИИС КУЭ на КТП –0,4 кВ и ВЛ –0,4 кВ

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.19. КТП.РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.СБ	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.С 5	Схема подключения	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	
	Приложение А. Сводная таблица по точкам учета	

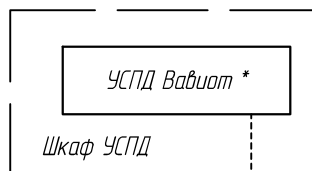
Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТРП

Согласовано

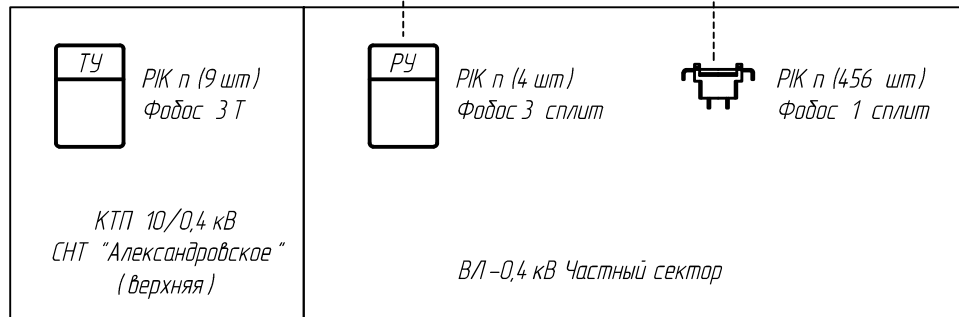
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	

						<i>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.ВД</i>		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ		
Разраб.	Логашева				2020			
Провер.	Козлов				2020			
Утв.	Савченко				2020			
							Стадия	Лист
							Р	1
						ООО "Инэнерготех"		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК1-9	Счетчик электроэнергии Фабас 3 Т (Ф 3-510-IQORL-A)	9	Технический учет
2	РІК61, РІК155, РІК277, РІК397	Счетчик электроэнергии Фабас 3 сплит (Ф 3-5100-IOLS-C)	4	Расчетные счетчики
3	РІК10-60, РІК62-128, РІК129-154, РІК156-228, РІК229-276, РІК278-285, РІК286-327, РІК328-348, РІК349-368, РІК369-396, РІК398-447, РІК448-469	Счетчик электроэнергии Фабас 1 сплит (Ф 1-5100-IOLS-C)	456	Расчетные счетчики



радиоканал NB-Fi



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.
3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.
4. РІКп – n соответствует номеру ТУ по приложению А.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.С 1

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Логашева			2020
Провер.		Козлов			2020
Утв.		Савченко			2020

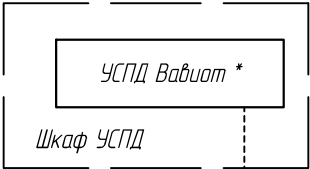
Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ
и ВЛ-0,4кВ

Стадия	Лист	Листов
Р	1	6

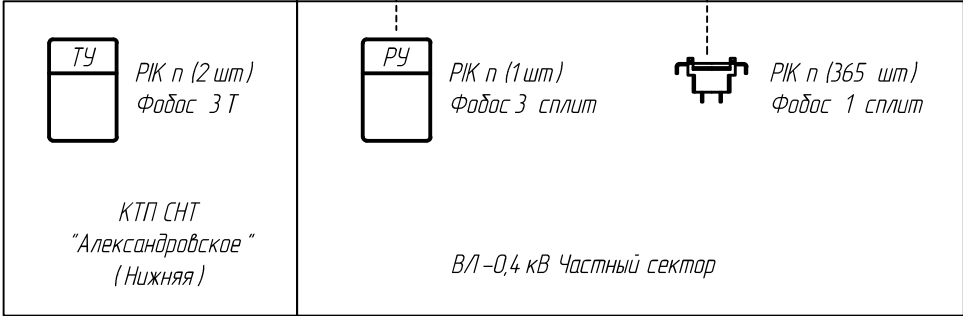
Схема структурная

ООО "Инэнерготех"

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК470, РІК471	Счетчик электроэнергии Фабас 3 Т (Ф 3-510-IQORL-A)	2	Технический учет
2	РІК732	Счетчик электроэнергии Фабас 3 сплит (Ф 3-5100-IOLS-C)	1	Расчетные счетчики
3	РІК472-РІК731, РІК733-РІК762	Счетчик электроэнергии Фабас 1 сплит (Ф 1-5100-IOLS-C)	365	Расчетные счетчики



радиоканал NB-Fi



Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.
- ** - сервер уровня ИБК в данном проекте не предусматривается.
- РІКп - п соответствует номеру ТУ по приложению А.

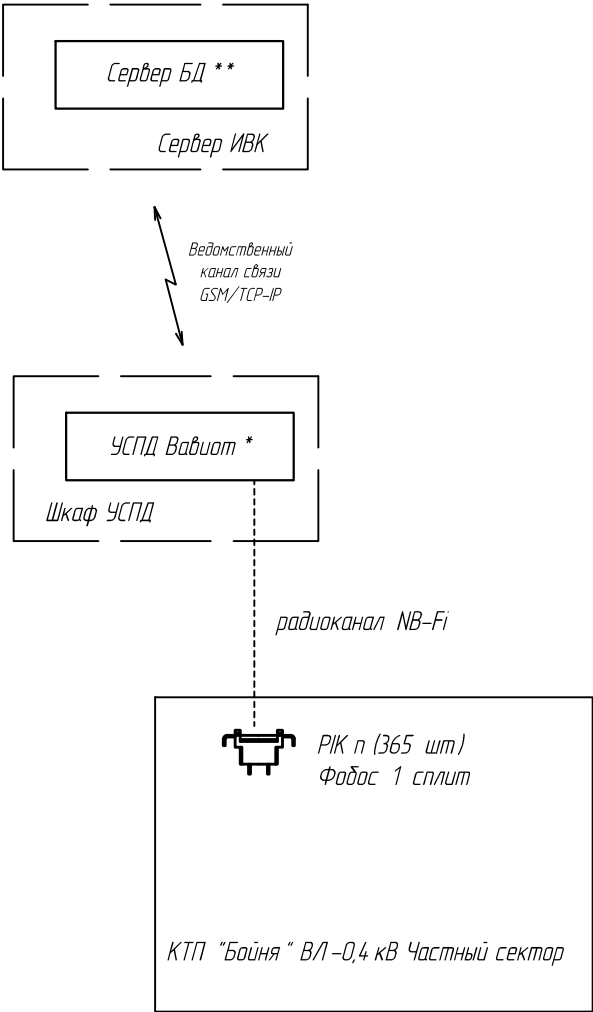
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.С1

Лист

2

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК838-РК871	Счетчик электроэнергии Фабас 1 сплит (Ф 1-5100-ЮLS-C)	34	Расчетные счетчики

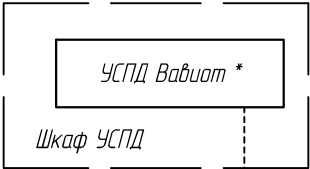


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.
3. ** - сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.
4. РКn - n соответствует номеру ТУ по приложению А.

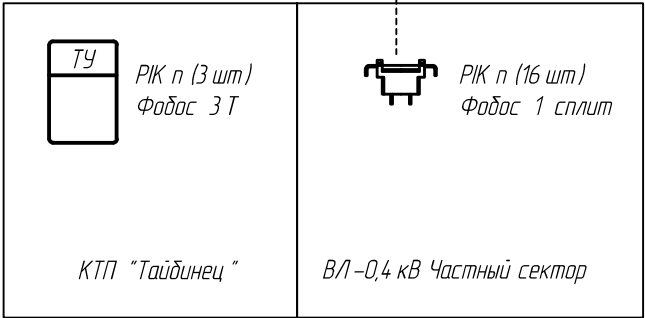
Инв. № подл.	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.С1	Лист
	Подпись и дата						3
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

<p>1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.</p> <p>2. * – рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.</p> <p>3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.</p> <p>4. РІКп – п соответствует номеру ТУ по приложению А.</p>						
--	--	--	--	--	--	--

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК872, РІК873, РІК 874	Счетчик электроэнергии Фабас 3 Т (Ф 3-510-IQORL-A)	3	Технический учет
2	РІК875-РІК890	Счетчик электроэнергии Фабас 1 сплит (Ф 1-5100-IQLS-C)	16	Расчетные счетчики



радиоканал NB-Fi



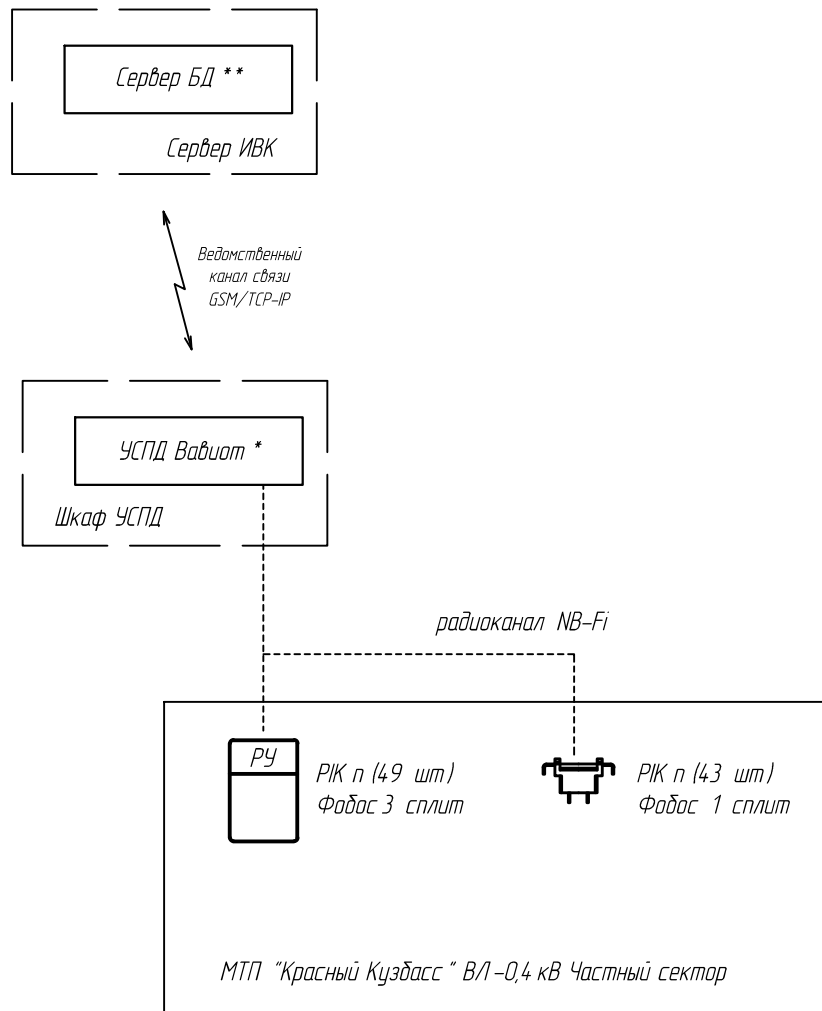
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.
- ** - сервер уровня ИБК в данном проекте не предусматривается.
- РІКп - п соответствует номеру ТУ по приложению А.

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.С1

Лист

4

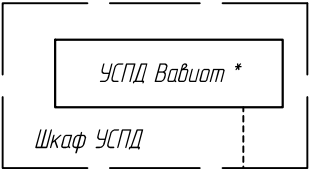
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК895-902, РІК904, РІК906-908, РІК910, РІК911, РІК917, РІК919-922, РІК925, РІК927-934, РІК937, РІК943, РІК945, РІК947, РІК949, РІК950, РІК952-954, РІК958, РІК964, РІК966, РІК967, РІК970, РІК971, РІК974, РІК976, РІК978-981	Счетчик электроэнергии Фабас 3 сплит (Ф 3-5100-IOLS-C)	49	Расчетные счетчики
2	РІК891-894, РІК903, РІК905, РІК909, РІК912-916, РІК918, РІК923, РІК924, РІК926, РІК935, РІК936, РІК938, РІК939, РІК940-942, РІК944, РІК946, РІК948, РІК951, РІК955-957, РІК959-963, РІК965, РІК968, РІК969, РІК972, РІК973, РІК975, РІК977, РІК982	Счетчик электроэнергии Фабас 1 сплит (Ф 1-5100-IOLS-C)	43	Расчетные счетчики



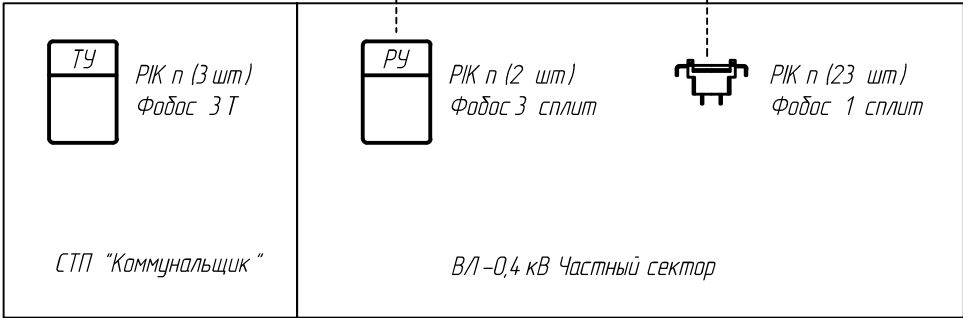
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.
3. ** - сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.
4. РІКп - п соответствует номеру ТУ по приложению А.

Взам. инв. №		Подпись и дата		<div><div><div><div>РД</div><div>РД</div></div><div>РД п (49 шт) Фабас 3 сплит</div></div><div><div><div><div></div><div></div></div><div>РД п (43 шт) Фабас 1 сплит</div></div></div></div> <div>МТП "Красный Кузбасс" ВЛ-0,4 кВ Частный сектор</div>					
Инв. № подл.	<div><div>1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.</div><div>2. * – рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.</div><div>3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.</div><div>4. РДп – п соответствует номеру ТУ по приложению А.</div></div>						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.С1		Лист
	5								
		Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК983, РІК984, РІК985	Счетчик электроэнергии Фабас 3 Т (Ф 3-510-IQORL-A)	3	Технический учет
2	РІК988, РІК991	Счетчик электроэнергии Фабас 3 сплит (Ф 3-5100-IOLLS-C)	2	Расчетные счетчики
3	РІК986, РІК987, РІК989, РІК990, РІК992-1010	Счетчик электроэнергии Фабас 1 сплит (Ф 1-5100-IOLLS-C)	23	Расчетные счетчики



радиоканал NB-Fi



Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.С1					Лист
					6

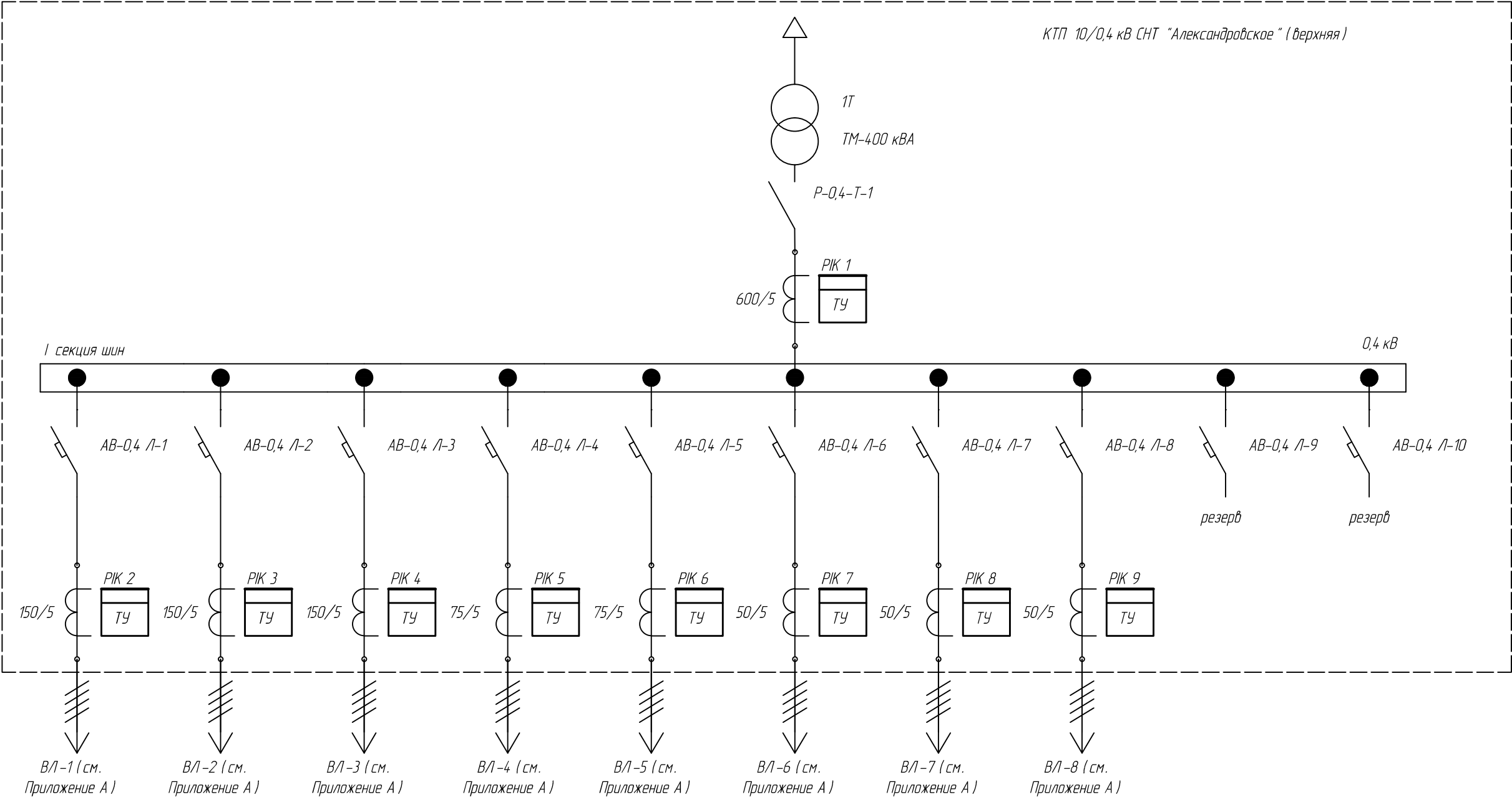
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - рабочая документация на установку УСПД представлена в ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.
- ** - сервер уровня ИБК в данном проекте не предусматривается.
- РІКn - n соответствует номеру ТУ по приложению А.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



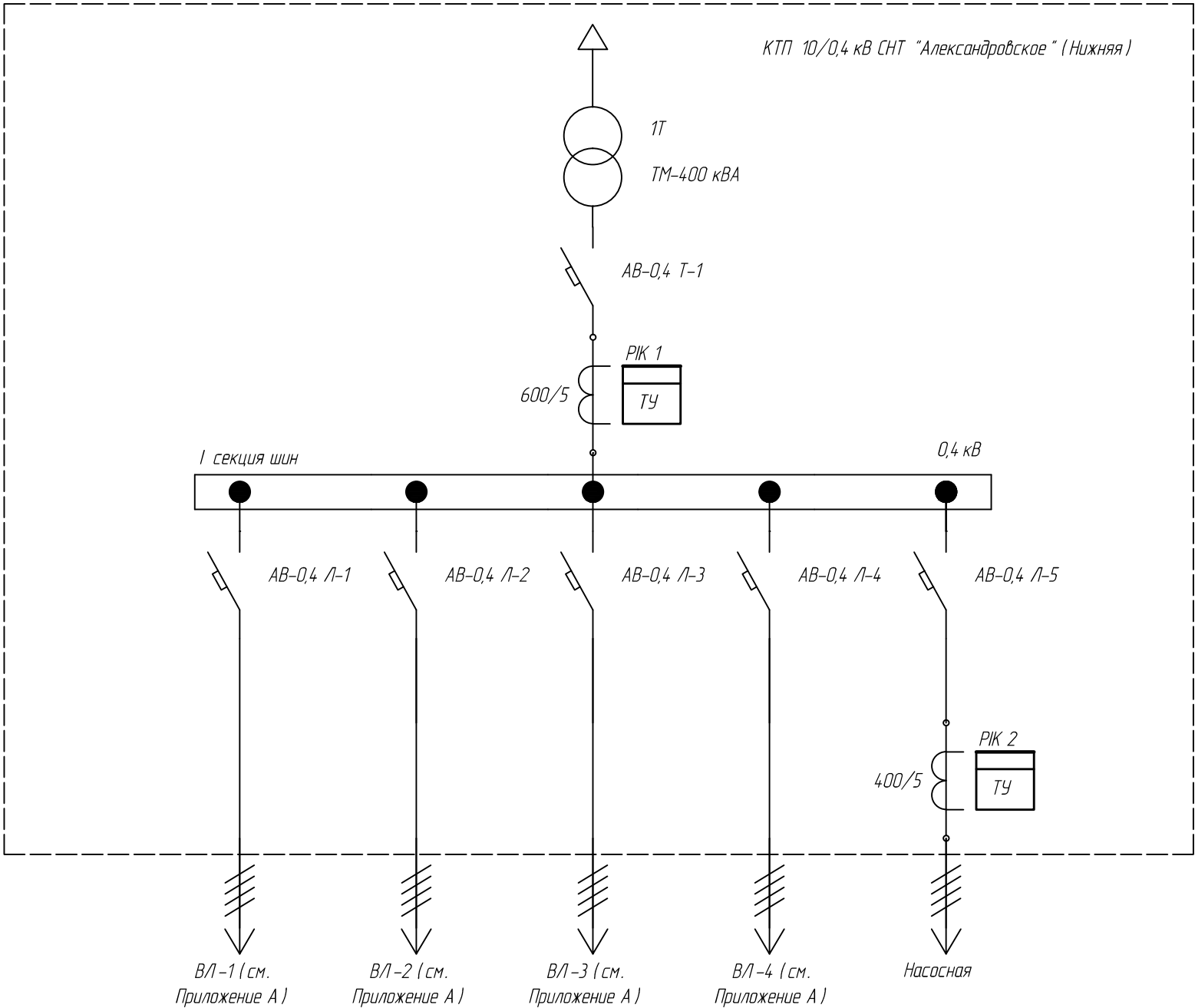
№ Фидера		Ввод 1	1	2	3	4	5	6	7	8	Итого
	1 ф		118	99	56	42	78	22	20	21	456
	3 ф		1	1	1		1				4
	3 ф ТТ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
Итого :		1	120	101	58	43	80	23	21	22	469

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока, должен быть не ниже 0,5.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.19. КТП.РД.СБ			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4 кВ и ВЛ-0,4 кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	6
Провер.		Козлов			2020	Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
						Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

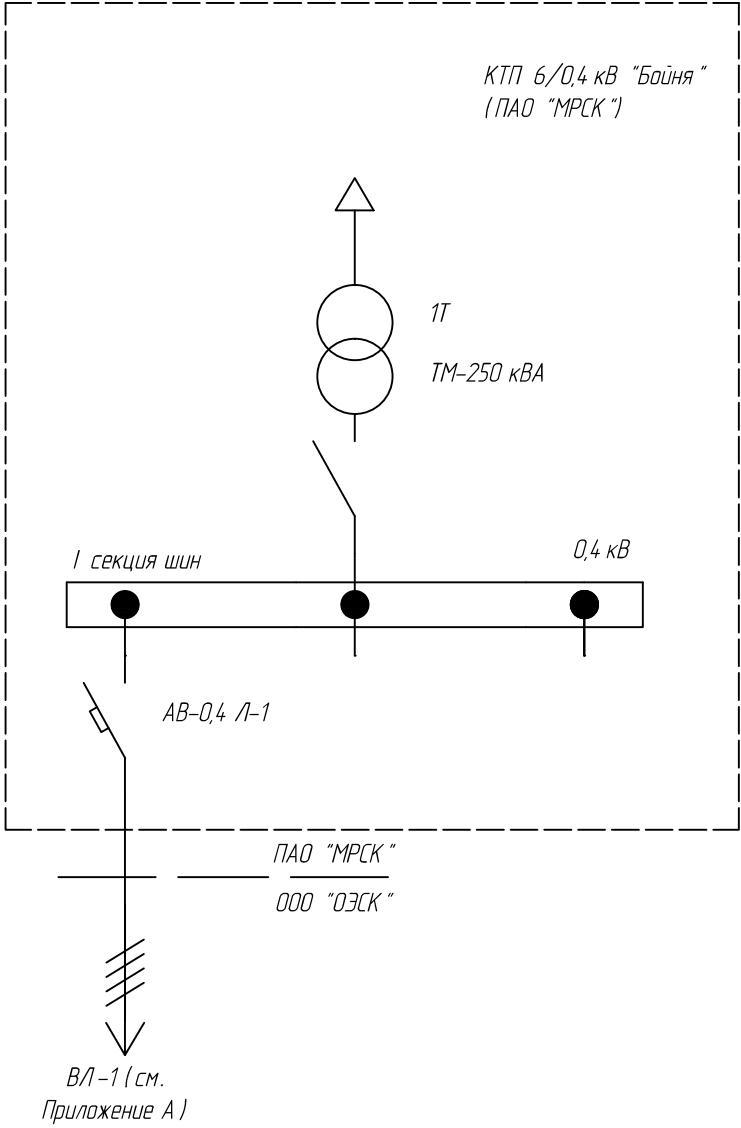
№ Фидера		Ввод 1	1	2	3	4	5	Итого :
	1 ф		99	86	75	105		365
	3 ф					1		1
	3 ф ТТ	1					1	2
Итого :		1	99	86	75	106	1	368



Условные графические обозначения	
	Счетчик электрической энергии
	Измерительный трансформатор тока
	Автоматический выключатель

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока, должен быть не ниже 0,5.

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.СБ	Лист
							2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



Условные графические обозначения	
	Счетчик электрической энергии
	Измерительный трансформатор тока
	Автоматический выключатель
	Разъединитель

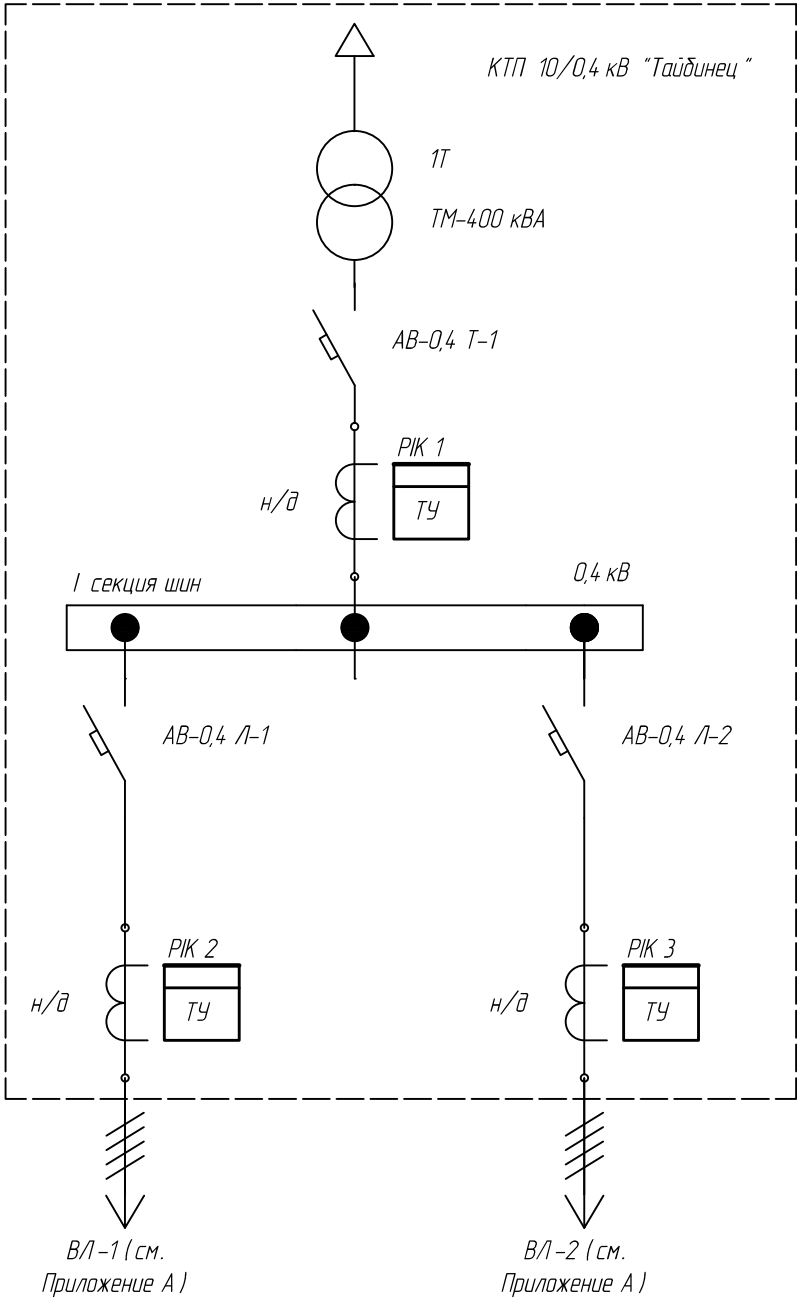
№ Фидера		1	Итого :
	1 ф	34	34
	3 ф		
	3 ф ТТ		
Итого :		34	34

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока, входящие в состав АИИС КЧЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока, должен быть не ниже 0,5.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	----------	------	--------	-------	------

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.СБ



Условные графические обозначения	
	Счетчик электрической энергии
	Измерительный трансформатор тока
	Автоматический выключатель

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

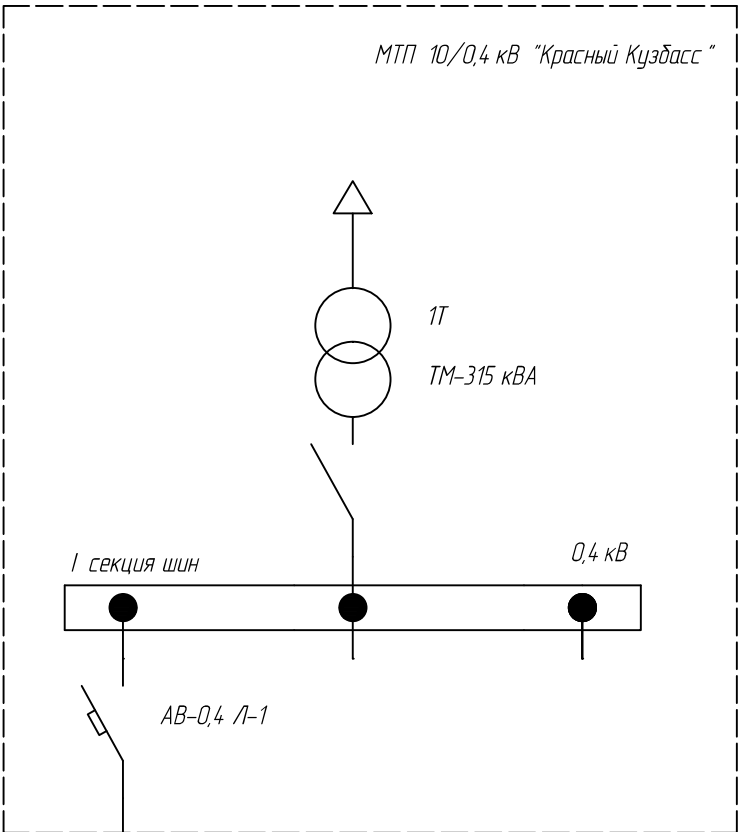
№ Фидера		Ввод 1	1	2	Итого :
	1 ф		2	14	16
	3 ф				
	3 ф ТТ	1	1	1	3
Итого :		1	3	15	19

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока, должен быть не ниже 0,5.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.СБ

Лист
4



ПАО "МРСК"
ООО "ОЭСК"

ВЛ-1 (см.
Приложение А)

Условные графические обозначения	
	Счетчик электрической энергии
	Измерительный трансформатор тока
	Автоматический выключатель
	Разъединитель

№ Фидера		1	Итого :
	1 ф	43	43
	3 ф	49	49
	3 ф ТТ		
Итого :		92	92

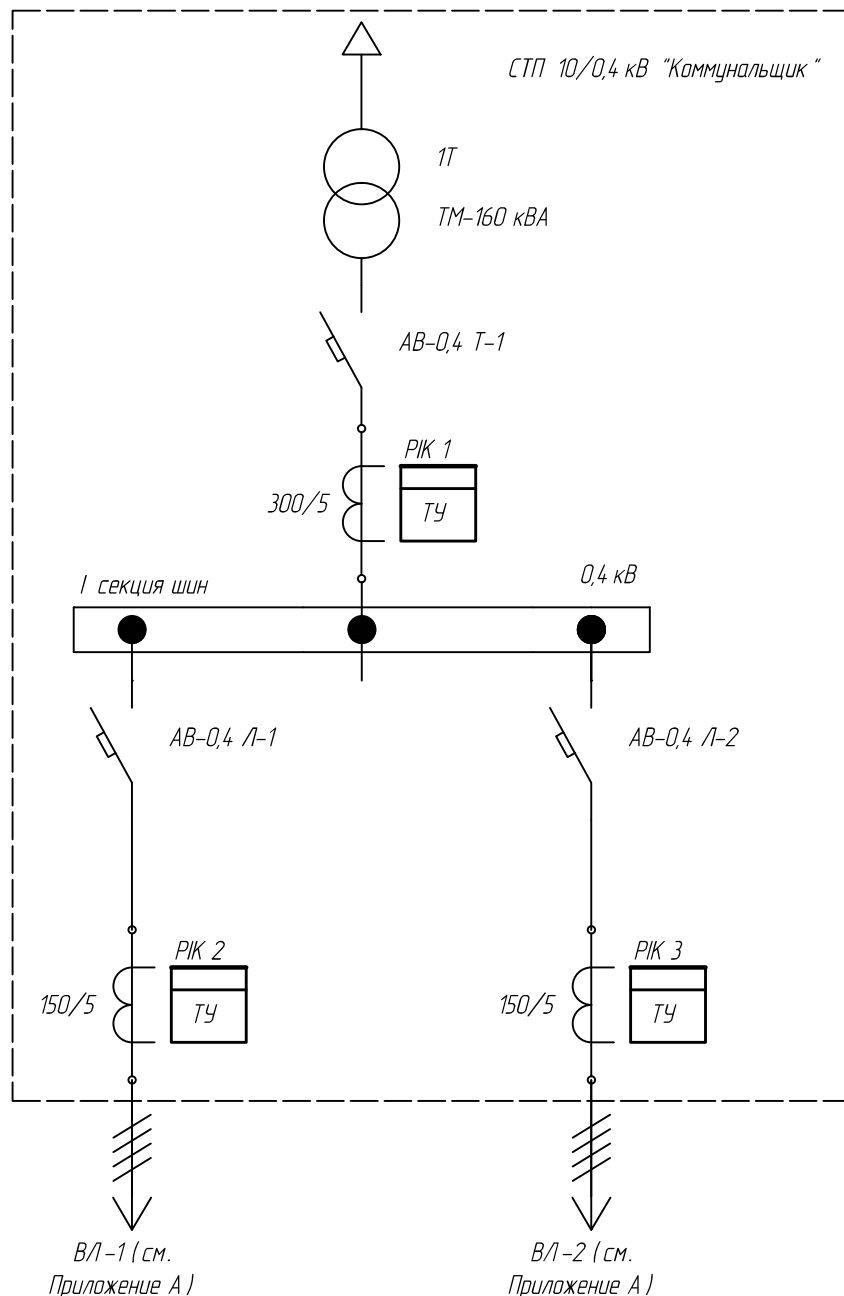
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока, должен быть не ниже 0,5.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	----------	------	--------	-------	------

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.СБ

	Счетчик электрической энергии
	Измерительный трансформатор тока
	Автоматический выключатель



№ Фидера	Ввод 1	1	2	Итого :
1 ф		5	18	23
3 ф		2		2
3 ф ТТ	1	1	1	3
Итого :	1	8	19	28

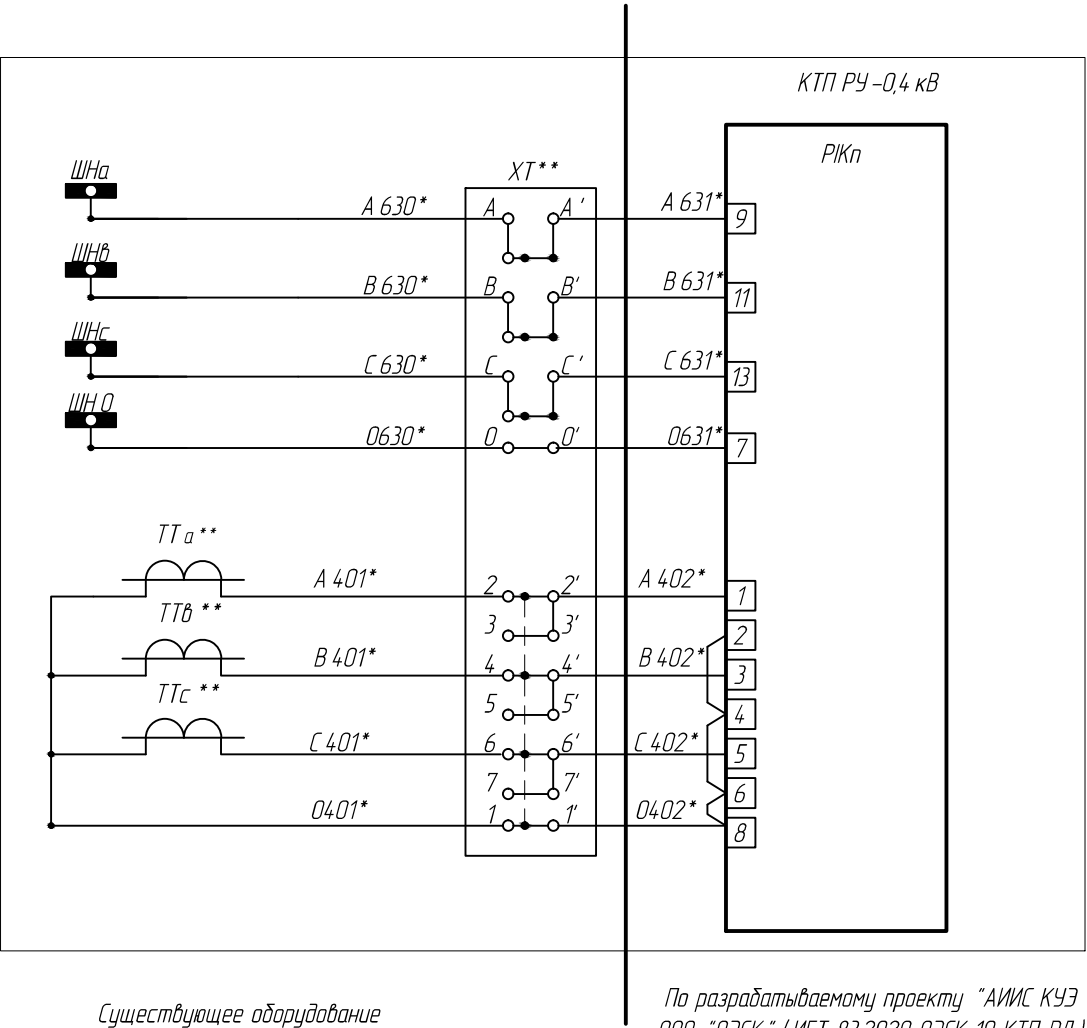
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока, должен быть не ниже 0,5.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.СБ

Схема подключения счетчика Фобос 3 Т в КТП РУ-0,4 кВ
(Типовое решение 3 ФТТ РУ-0,4 кВ)



Существующее оборудование

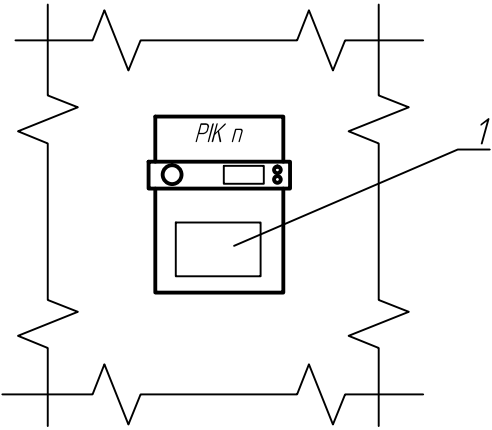
По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД)

- Утолщенной линией показана вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** – существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- РКп – п. соответствует номеру ТУ по приложению А.

						ИЕТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.С 5			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4 кВ и ВЛ-0,4 кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Лозашева		Лозашева	2020		Р		1
Провер.		Козлов		Козлов	2020	Схема подключения	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко		Савченко	2020				

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК п	Счетчик электроэнергии Фобос 3 Т	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Чертеж установки счетчика электрической энергии
КТП, РУ-0,4 кВ
(типовое решение 3 ФТТ РУ-0,4 кВ)



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
3. Точное место установки определить при монтаже.
4. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
5. Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.
6. п - соответствует номеру ТУ по Приложению А к данному проекту.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.СА

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

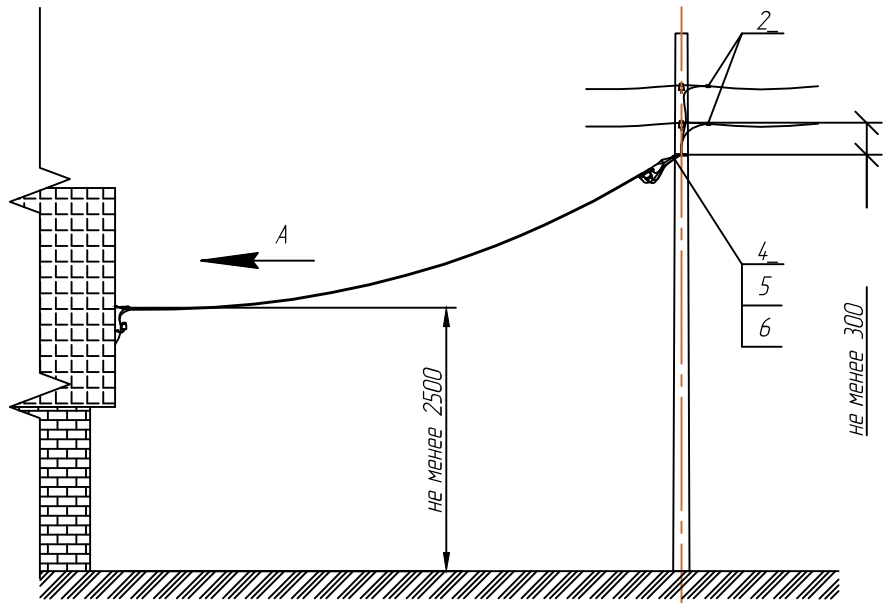
Установка АИИС КУЭ на
КТП-0,4 кВ и ВЛ-0,4 кВ

Чертеж установки технических
средств

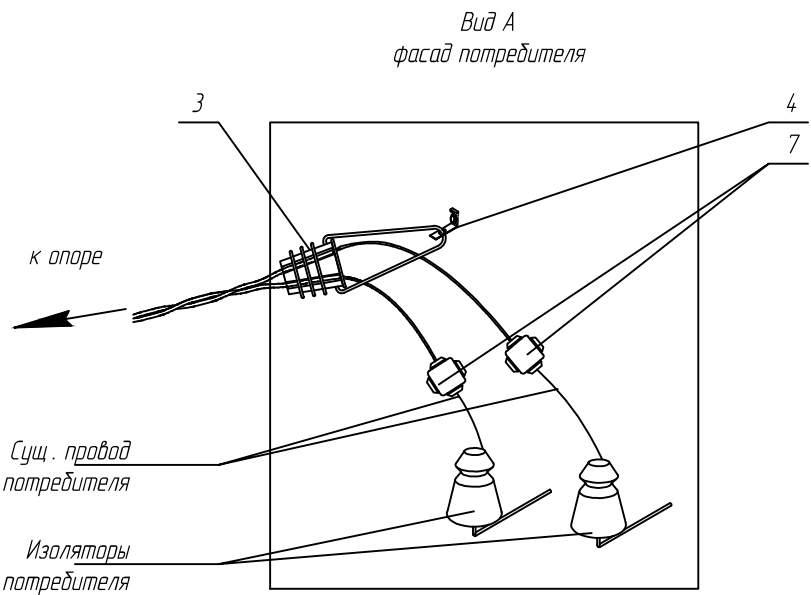
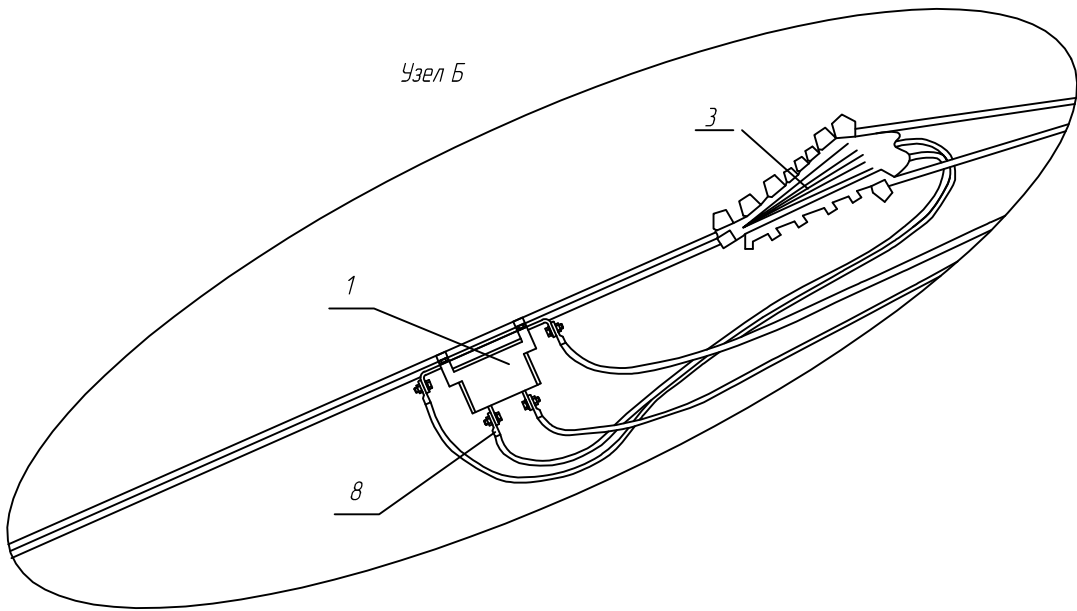
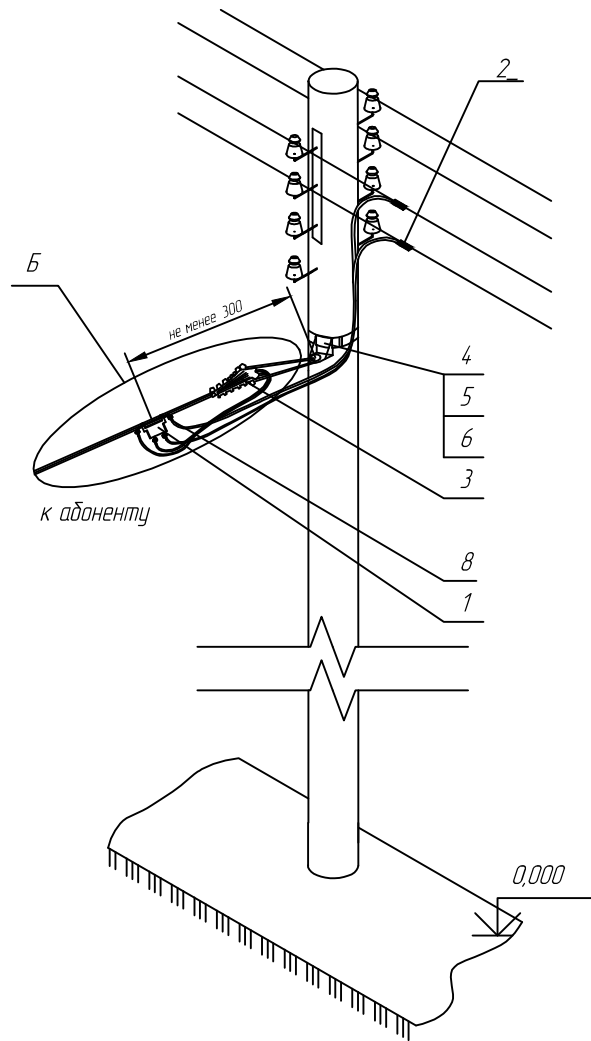
Стадия Лист Листов
Р 1 5

ООО "Инэнерготех"

Установка счетчика однофазного на ВЛ с заменой ввода
(Типовое решение "1Ф СИП")



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК	Счетчик электрической энергии однофазный Split	1	1Ф (ВЛ)
2		Зажим прокалывающий DP-645	2	
3		Зажим анкерный DN123	2	
4		Кронштейн анкерный СА 16	2	
5		Монтажная лента из нержавеющей стали F207	1	м
6		Скрепка соединительная NC20 для ленты F207	1	
7		Сжим ответвительный У-733	2	
8		Капельный наконечник ТА 16-8-5.4	4	
		Ремешок бандажный Е 778	4	
		Термоусадочная трубка ТУТ 20/10, l=100 мм	4	
		Дюбель-гвоздь 8x80	1	



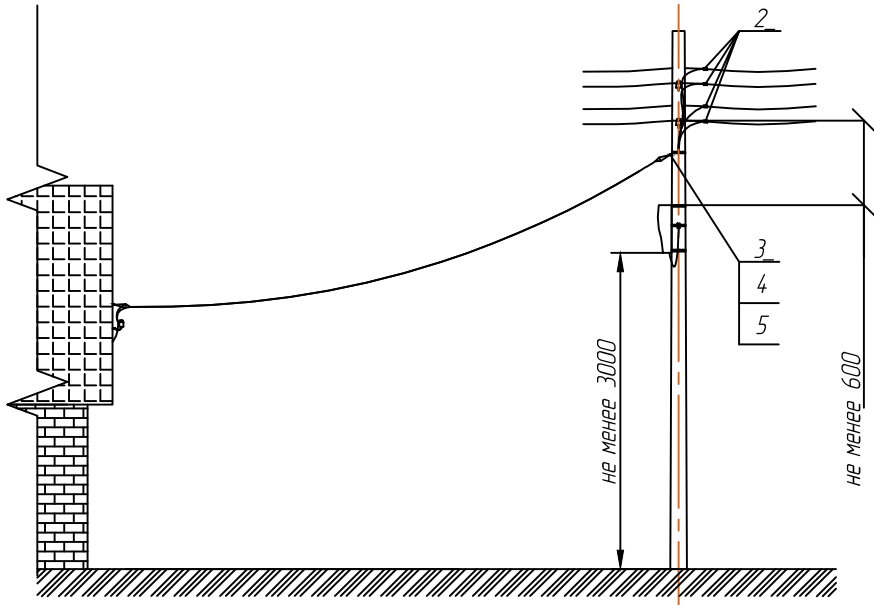
1. Анкерный кронштейн закрепить при помощи шурупа с шестигранной головкой к деревянному основанию, если фасад дома кирпичный (бетонный), то кронштейн крепить при помощи шурупа с дюбелем.емое оборудование.
2. Существующий проводник потребителя соединить с проводом СИП-4 при помощи сжимов ответвительных У-733, с проводом типа А и АС с использованием плашечных зажимов.
3. Перечень материалов приведен для установки и подключения одного электросчетчика.
4. Допускается замена монтажных материалов на аналоги.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

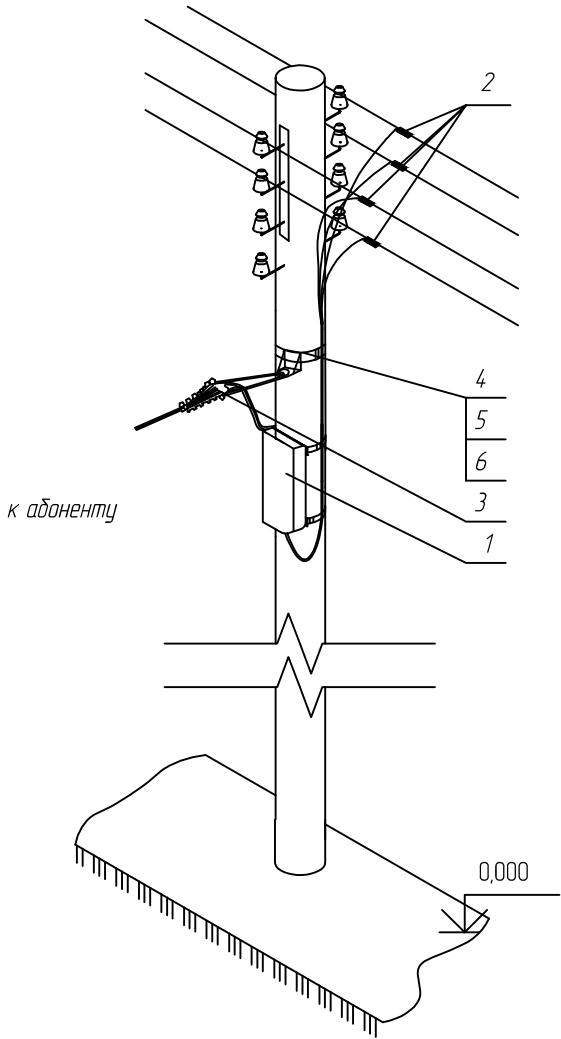
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.СА	Лист
							3

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Установка счетчика трехфазного на ВЛ без замены ввода
(Типовое решение "3 ф")



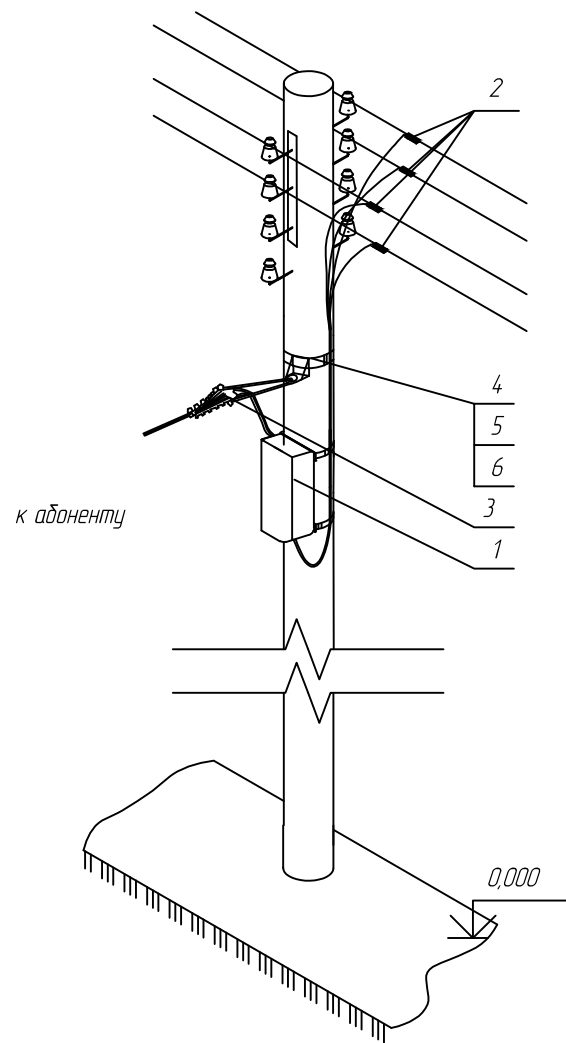
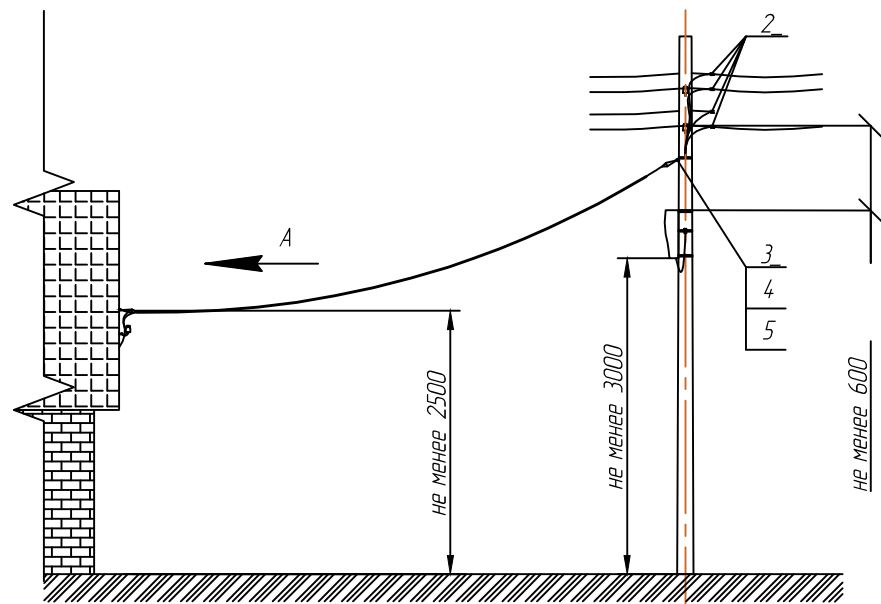
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РКп	Счетчик электрической энергии трехфазный сплит	1	3 ф
2		Зажим прокалывающий ОР-645	4	
3		Зажим анкерный DN123	2	
4		Кронштейн анкерный СА 16	2	
5		Монтажная лента из нержавеющей стали F207	1	м
6		Скрепка соединительная NC20 для ленты F207	1	



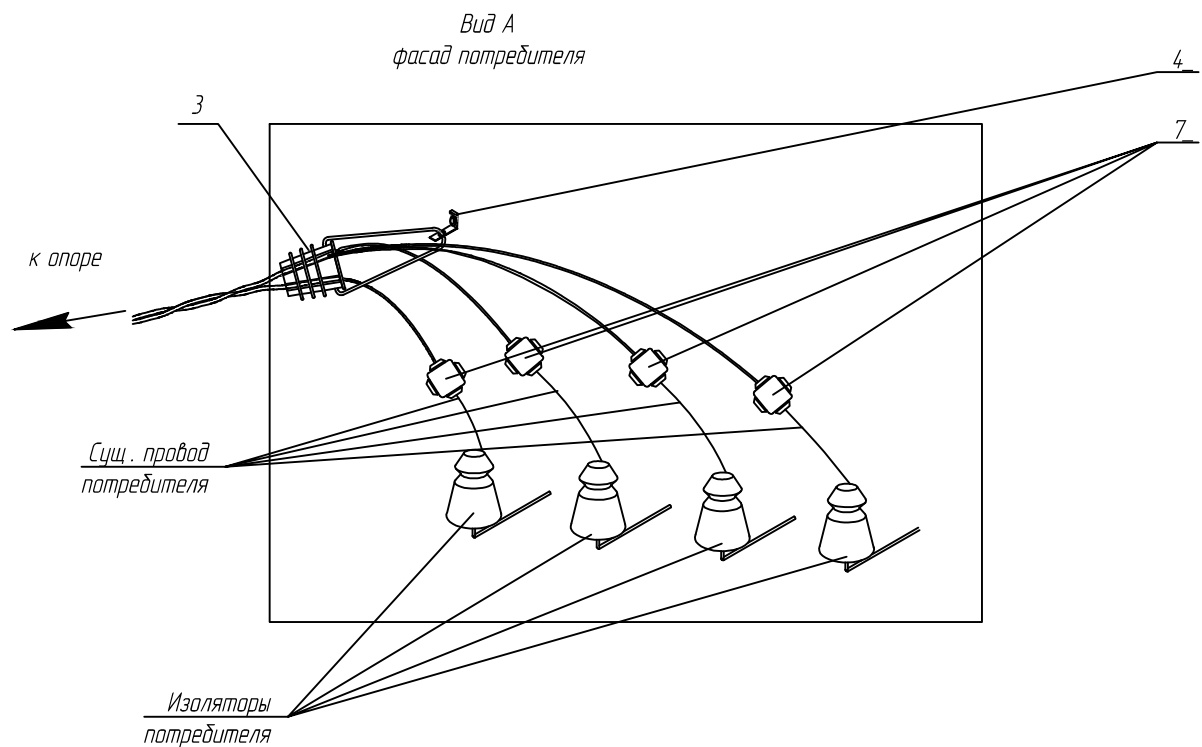
1. Существующий проводник потребителя соединить с проводом СИП-4. Если существующего ввода недостаточно для коммутации прибора учета, использовать дополнительно СИП-4 – 4 м и сжимы ответвительные У-733.
2. Перечень материалов приведен для установки и подключения одного электросчетчика.
3. Таблицу применения смотри в Приложении А к данному проекту.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.СА	Лист
							4

Установка счетчика трехфазного на ВЛ с заменой ввода
(Типовое решение "3 Ф СИП")



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РКп	Счетчик электрической энергии трехфазный сплит	1	3 Ф
2		Зажим прокалывающий ОР-645	4	
3		Зажим анкерный DN123	2	
4		Кронштейн анкерный СА 16	2	
5		Монтажная лента из нержавеющей стали F207	1	м
6		Скрепка соединительная NC20 для ленты F207	1	
7		Сжим ответвительный У-733	4	
		Ремешок бандажный Е 778	6	



1. Анкерный кронштейн закрепить при помощи шурупа с шестигранной головкой к деревянному основанию, если фасад дома кирпичный (бетонный), то кронштейн крепить при помощи шурупа с дюбелем.емое оборудование.
2. Существующий проводник потребителя соединить с проводом СИП-4 при помощи сжимов ответвительных У-733, с проводом типа А и АС с использованием плашечных зажимов.
3. Перечень материалов приведен для установки и подключения одного электросчетчика.
4. Допускается замена монтажных материалов на аналоги.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.КТП.РД.СА	Лист
							5

Приложение А. Сводная таблица по точкам учета

№ п.п.	ТП 0,4кВ	Наименование Рудильника	№ опоры	Выбранный вариант ИИК	Точка учета	Адрес				Характеристика вновь устанавливаемого счетчика		Существующие ТТ		Примечание
						Улица	Дом	Кв.	Тип учета	Поз. обозначе ние	Тип	Тип	Козф. ТТ	
										10				
1	2	3	4	5	6	7	8		9	10	11	12	13	14
1	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Ввод 0,4 кВ		3ФТТ РЧ-0,4кВ	Ввод 0,4 кВ				ТУ	РК1	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	600/5	
2	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-1		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-1	ул. Александровская, ул. Тайдинская, ул. Киселевская (Левая сторона)			ТУ	РК2	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	150/5	
3	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-2		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-2	ул. Киселевская (Правая сторона), ул. Вахрушевская, ул. Гормашевская			ТУ	РК3	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	150/5	
4	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-3		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-3	ул. Карьерная, ул. Алексеевская			ТУ	РК4	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	150/5	
5	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-4		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-4	ул. Краснокаменская, ул. Туликовая			ТУ	РК5	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	75/5	
6	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-5		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-5	ул. Александровская, ул. Тайдинская, ул. Киселевская, ул. Вахрушевская, ул. Гормашевская, ул. Карьерная, ул. Алексеевская			ТУ	РК6	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	75/5	
7	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-6		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-6	ул. Алексеевская (оп. №265-267), ул. Краснокаменская, ул. Туликовая			ТУ	РК7	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	50/5	
8	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-7		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-7	ул. Нижняя			ТУ	РК8	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	50/5	
9	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	АВ-0,4-Л-8		3ФТТ РЧ-0,4кВ	АВ-0,4-Л-8	ул. Центральная			ТУ	РК9	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	T-0,66	50/5	
10	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-1	3	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РЧ	РК10	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
11	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-1	5	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РЧ	РК11	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
12	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-1	5	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РЧ	РК12	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
13	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-1	6	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РЧ	РК13	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
14	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-1	6	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РЧ	РК14	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			

[illegible]

[illegible]

[illegible]

66	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	33	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	493		PY	PIK66	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
67	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	33	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская			PY	PIK67	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
68	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	34	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	482		PY	PIK68	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
69	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	34	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская			PY	PIK69	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
70	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	34	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская			PY	PIK70	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
71	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	35	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	403		PY	PIK71	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
72	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	35	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	169		PY	PIK72	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
73	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	35	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская			PY	PIK73	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
74	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	36	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	466		PY	PIK74	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
75	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	36	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская			PY	PIK75	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
76	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	36	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская			PY	PIK76	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
77	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	36	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская			PY	PIK77	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
78	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	37	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	397		PY	PIK78	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
79	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	37	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская			PY	PIK79	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
80	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	38	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	386/8 7		PY	PIK80	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
81	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	38	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская	384		PY	PIK81	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			
82	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (верхняя)	/I-1	38	1Ф	СНТ "Александровское"	Таидинская			PY	PIK82	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-IOLS-C)			

[illegible]

[illegible]

[illegible]

134	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	59	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК134	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
135	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	60	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК135	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
136	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	62	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	411		РУ	РК136	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
137	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	62	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	413		РУ	РК137	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
138	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	63	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК138	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
139	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	63	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК139	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
140	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	64	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	407		РУ	РК140	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
141	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	65	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	405		РУ	РК141	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
142	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	66	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	315		РУ	РК142	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
143	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	67	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	313		РУ	РК143	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
144	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	68	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	309		РУ	РК144	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
145	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	68	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	307		РУ	РК145	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
146	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	69	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	305		РУ	РК146	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
147	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	71	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК147	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
148	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	71	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская			РУ	РК148	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
149	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	72	1Ф	СНТ "Александровское"	Киселевская	297		РУ	РК149	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
150	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	77	1Ф	СНТ "Александровское"	Вахрушевская	483		РУ	РК150	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

219	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	114	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	68		РУ	РК219	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
220	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	114	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	345		РУ	РК220	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
221	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	114	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	322		РУ	РК221	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
222	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	114	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	324		РУ	РК222	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
223	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	115	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	341		РУ	РК223	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
224	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	115	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	320		РУ	РК224	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
225	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	116	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	316		РУ	РК225	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
226	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	116	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская			РУ	РК226	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
227	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	117	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	44а		РУ	РК227	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
228	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-2	117	1Ф	СНТ "Александровское"	Гормашевская/Заводская	316		РУ	РК228	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
229	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-3	122	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	69		РУ	РК229	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
230	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-3	123	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная			РУ	РК230	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
231	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-3	123	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная			РУ	РК231	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
232	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-3	124	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	24		РУ	РК232	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
233	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-3	124	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	25		РУ	РК233	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
234	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-3	124	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная			РУ	РК234	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
235	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-3	125	1Ф	СНТ "Александровское"	Карьерная	23		РУ	РК235	Фабос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

457	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	273	1Ф	СНТ "Александровское"	Краснокаменская			РУ	РК457	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
458	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	274	1Ф	СНТ "Александровское"	Краснокаменская			РУ	РК458	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
459	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	275	1Ф	СНТ "Александровское"	Краснокаменская			РУ	РК459	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
460	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	276	1Ф	СНТ "Александровское"	Краснокаменская			РУ	РК460	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
461	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	276	1Ф	СНТ "Александровское"	Краснокаменская			РУ	РК461	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
462	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	276	1Ф	СНТ "Александровское"	Краснокаменская			РУ	РК462	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
463	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	282	1Ф	СНТ "Александровское"	Радникова			РУ	РК463	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
464	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	282	1Ф	СНТ "Александровское"	Радникова			РУ	РК464	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
465	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	282	1Ф	СНТ "Александровское"	Радникова			РУ	РК465	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
466	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	283	1Ф	СНТ "Александровское"	Радникова			РУ	РК466	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
467	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	284	1Ф	СНТ "Александровское"	Радникова			РУ	РК467	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
468	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	284	1Ф	СНТ "Александровское"	Радникова			РУ	РК468	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
469	КТП-10/0,4-400 кВА СНТ "Александровское" (Верхняя)	Л-6	285	1Ф	СНТ "Александровское"	Радникова			РУ	РК469	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
470	КТП СНТ "Александровское" (Нижняя)	Ввод 0,4 кВ		3ФТТ РУ-0,4кВ	Ввод 0,4 кВ			ТУ	РК470	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	600/5		
471	КТП СНТ "Александровское" (Нижняя)	АВ-0,4-Л-5		3ФТТ РУ-0,4кВ	Насосная			ТУ	РК471	Фабас 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	400/5		
472	КТП СНТ "Александровское" (Нижняя)	Л-1	2	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РУ	РК472	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
473	КТП СНТ "Александровское" (Нижняя)	Л-1	2	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РУ	РК473	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
474	КТП СНТ "Александровское" (Нижняя)	Л-1	2	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РУ	РК474	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			
475	КТП СНТ "Александровское" (Нижняя)	Л-1	3	1Ф	СНТ "Александровское"	Александровская			РУ	РК475	Фабас 1 сплит (Ф1-5100-IQLS-C)			

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

842	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/2	1Ф	Киселевск	Кленовая	3	1	РУ	РК842	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
843	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/2	1Ф СИП	Киселевск	Кленовая	3	2	РУ	РК843	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
844	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/2	1Ф	Киселевск	Кленовая	4	1	РУ	РК844	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
845	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/2	1Ф СИП	Киселевск	Кленовая	4	2	РУ	РК845	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
846	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/3	1Ф	Киселевск	Кленовая	6	1	РУ	РК846	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
847	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/3	1Ф СИП	Киселевск	Кленовая	6	2	РУ	РК847	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
848	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/4	1Ф	Киселевск	Кленовая	7	1	РУ	РК848	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
849	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/4	1Ф	Киселевск	Кленовая	7	2	РУ	РК849	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
850	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/4	1Ф	Киселевск	Кленовая	8	1	РУ	РК850	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
851	КТП "Бойня"	В/Л-1	2/4	1Ф СИП	Киселевск	Кленовая	8	2	РУ	РК851	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
852	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/1	1Ф	Киселевск	Топольная	1	1	РУ	РК852	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
853	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/1	1Ф	Киселевск	Топольная	1	2	РУ	РК853	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
854	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/1	1Ф	Киселевск	Топольная	2	1	РУ	РК854	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
855	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/1	1Ф	Киселевск	Топольная	2	2	РУ	РК855	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
856	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/2	1Ф	Киселевск	Топольная	3	1	РУ	РК856	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
857	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/2	1Ф	Киселевск	Топольная	3	2	РУ	РК857	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
858	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/2	1Ф	Киселевск	Топольная	4	1	РУ	РК858	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
859	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/2	1Ф	Киселевск	Топольная	4	2	РУ	РК859	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
860	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/3	1Ф	Киселевск	Топольная	5	1	РУ	РК860	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
861	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/3	1Ф СИП	Киселевск	Топольная	5	2	РУ	РК861	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
862	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/3	1Ф	Киселевск	Топольная	6	1	РУ	РК862	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
863	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/3	1Ф	Киселевск	Топольная	6	2	РУ	РК863	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
864	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/4	1Ф	Киселевск	Топольная	7	1	РУ	РК864	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
865	КТП "Бойня"	В/Л-1	3/4	1Ф СИП	Киселевск	Топольная	7	2	РУ	РК865	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
866	КТП "Бойня"	В/Л-1	5/1	1Ф	Киселевск	Пихтовая	2	1	РУ	РК866	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
867	КТП "Бойня"	В/Л-1	5/1	1Ф СИП	Киселевск	Пихтовая	2	2	РУ	РК867	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
868	КТП "Бойня"	В/Л-1	5/3	1Ф	Киселевск	Пихтовая	3	1	РУ	РК868	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
869	КТП "Бойня"	В/Л-1	5/3	1Ф	Киселевск	Пихтовая	3	2	РУ	РК869	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
870	КТП "Бойня"	В/Л-1	5/4	1Ф	Киселевск	Пихтовая	4	1	РУ	РК870	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
871	КТП "Бойня"	В/Л-1	5/4	1Ф СИП	Киселевск	Пихтовая	4	2	РУ	РК871	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			Необходимо разделить ввод
872	КТП "Таидинец"	Ввод 0,4 кВ		3Ф ТТ РЧ-0,4кВ	Ввод 0,4 кВ				ТУ	РК872	Фадос 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	нет данных	
873	КТП "Таидинец"	В/Л-1		3Ф ТТ РЧ-0,4кВ	В/Л-1				ТУ	РК873	Фадос 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	нет данных	
874	КТП "Таидинец"	В/Л-2		3Ф ТТ РЧ-0,4кВ	В/Л-2				ТУ	РК874	Фадос 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	нет данных	
875	КТП "Таидинец"	Л-1	23	1Ф	д. Александровка	Медовая	40		РУ	РК875	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
876	КТП "Таидинец"	Л-1	35	1Ф	д. Александровка	Мажевеловая	19		РУ	РК876	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
877	КТП "Таидинец"	Л-2	170	1Ф	д. Александровка	Рядиновая	15		РУ	РК877	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
878	КТП "Таидинец"	Л-2	175	1Ф	д. Александровка	Рядиновая	6		РУ	РК878	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
879	КТП "Таидинец"	Л-2	157	1Ф	д. Александровка	Одлепиховая	10		РУ	РК879	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
880	КТП "Таидинец"	Л-2	140	1Ф	д. Александровка	Медовая	1		РУ	РК880	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
881	КТП "Таидинец"	Л-2	183	1Ф	д. Александровка	Кленовая			РУ	РК881	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
882	КТП "Таидинец"	Л-2	185	1Ф	д. Александровка	Кленовая	9		РУ	РК882	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
883	КТП "Таидинец"	Л-2	187	1Ф	д. Александровка	Кленовая	5		РУ	РК883	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
884	КТП "Таидинец"	Л-2	190	1Ф	д. Александровка	Кленовая			РУ	РК884	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
885	КТП "Таидинец"	Л-2	191	1Ф	д. Александровка	Кленовая			РУ	РК885	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
886	КТП "Таидинец"	Л-2	211	1Ф	д. Александровка	Сиреневая	2		РУ	РК886	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			

887	КТП "Тайдинец"	Л-2	205	1Ф	д. Александровка	Суреневая		РЧ	РЖ887	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
888	КТП "Тайдинец"	Л-2	224	1Ф	д. Александровка	Каштановая	4	РЧ	РЖ888	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
889	КТП "Тайдинец"	Л-2	226	1Ф	д. Александровка	Липовая	10	РЧ	РЖ889	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
890	КТП "Тайдинец"	Л-2	229	1Ф	д. Александровка	Липовая	3	РЧ	РЖ890	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
891	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	1	1Ф СИП	Киселевск	Ботвинника	1	РЧ	РЖ891	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
892	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	1/1	1Ф	Киселевск	Ботвинника	109	РЧ	РЖ892	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
893	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	1/4	1Ф СИП	Киселевск	Ботвинника	9	РЧ	РЖ893	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
894	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	2	1Ф	Киселевск	Алехина	2	РЧ	РЖ894	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
895	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/2	3Ф	Киселевск	Алехина	4	РЧ	РЖ895	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
896	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/4	3Ф	Киселевск	Алехина	6	РЧ	РЖ896	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
897	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/4	3Ф	Киселевск	Алехина		РЧ	РЖ897	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
898	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/6	3Ф	Киселевск	Алехина	12	РЧ	РЖ898	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
899	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/6	3Ф	Киселевск	Алехина	11	РЧ	РЖ899	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
900	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/8	3Ф	Киселевск	Алехина	14	РЧ	РЖ900	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
901	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	38/	3Ф	Киселевск	Алехина	16	РЧ	РЖ901	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
902	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/11	3Ф	Киселевск	Алехина	85	РЧ	РЖ902	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
903	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/9	1Ф	Киселевск	Алехина	100	РЧ	РЖ903	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
904	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/12	3Ф	Киселевск	Алехина	87	РЧ	РЖ904	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
905	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	3/13	1Ф	Киселевск	Алехина	21	РЧ	РЖ905	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
906	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	4	3Ф СИП	Киселевск	Алехина		РЧ	РЖ906	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
907	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	4/2	3Ф	Киселевск	Алехина	5	РЧ	РЖ907	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
908	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	4/3	3Ф	Киселевск	Алехина	7	РЧ	РЖ908	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
909	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	4/4	1Ф	Киселевск	Алехина	9	РЧ	РЖ909	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
910	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	6	3Ф СИП	Киселевск	Таля	2(66)	РЧ	РЖ910	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
911	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	6/2	3Ф	Киселевск	Таля	1	РЧ	РЖ911	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
912	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	6/2	1Ф	Киселевск	Таля	4	РЧ	РЖ912	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
913	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	7/2	1Ф	Киселевск	Таля	5	РЧ	РЖ913	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
914	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	7/5	1Ф	Киселевск	Таля	9	РЧ	РЖ914	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
915	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	7/6	1Ф	Киселевск	Таля	14	РЧ	РЖ915	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
916	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9	1Ф	Киселевск	Карпова	2	РЧ	РЖ916	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
917	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/2	3Ф	Киселевск	Карпова	4	РЧ	РЖ917	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
918	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/3	1Ф СИП	Киселевск	Карпова	6	РЧ	РЖ918	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
919	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/4	3Ф	Киселевск	Карпова	8	РЧ	РЖ919	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
920	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/4	3Ф	Киселевск	Карпова		РЧ	РЖ920	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
921	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/6	3Ф	Киселевск	Карпова	14	РЧ	РЖ921	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
922	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/7	3Ф	Киселевск	Карпова	16	РЧ	РЖ922	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
923	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/8	1Ф	Киселевск	Карпова	18	РЧ	РЖ923	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
924	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/10	1Ф	Киселевск	Карпова	43	РЧ	РЖ924	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
925	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/10	3Ф	Киселевск	Карпова	22	РЧ	РЖ925	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
926	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/11	1Ф СИП	Киселевск	Таля	13	РЧ	РЖ926	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
927	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/16	3Ф	Киселевск	Таля	16	РЧ	РЖ927	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
928	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/13	3Ф	Киселевск	Таля	18А	РЧ	РЖ928	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
929	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/13	3Ф	Киселевск	Таля	18	РЧ	РЖ929	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
930	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/14	3Ф	Киселевск	Таля	75	РЧ	РЖ930	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
931	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/15	3Ф	Киселевск	Таля	19	РЧ	РЖ931	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
932	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	9/15	3Ф	Киселевск	Таля	21	РЧ	РЖ932	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
933	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	10/2	3Ф	Киселевск	Карпова	5	РЧ	РЖ933	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
934	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	10/5	3Ф	Киселевск	Карпова	9	РЧ	РЖ934	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
935	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	10/5	1Ф	Киселевск	Карпова	32	РЧ	РЖ935	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
936	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	10/7	1Ф	Киселевск	Карпова	13	РЧ	РЖ936	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
937	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	10/7	3Ф	Киселевск	Карпова	15	РЧ	РЖ937	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-ЮЛS-C)			
938	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	10/9	1Ф	Киселевск	Карпова	35	РЧ	РЖ938	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			
939	МТП "Красный Кузасс"	Л-1	10/9	1Ф	Киселевск	Карпова	19	РЧ	РЖ939	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-ЮЛS-C)			

940	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	10/12	1ф	Киселевск	Карпова	25		РУ	РК940	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
941	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	10/12	1ф СИП	Киселевск	Карпова	38		РУ	РК941	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
942	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	11	1ф	Киселевск	Карпова	27		РУ	РК942	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
943	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12	3ф	Киселевск	Смылова	2		РУ	РК943	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
944	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/2	1ф	Киселевск	Смылова	4		РУ	РК944	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
945	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/3	3ф	Киселевск	Смылова	6		РУ	РК945	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
946	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/4	1ф	Киселевск	Смылова			РУ	РК946	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
947	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/5	3ф	Киселевск	Смылова	21		РУ	РК947	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
948	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/7	1ф	Киселевск	Смылова	14		РУ	РК948	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
949	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/7	3ф	Киселевск	Смылова	16		РУ	РК949	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
950	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/8	3ф	Киселевск	Смылова	18		РУ	РК950	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
951	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	12/11	1ф	Киселевск	Смылова	26		РУ	РК951	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
952	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	13/1	3ф	Киселевск	Смылова	1		РУ	РК952	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
953	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	13/2	3ф	Киселевск	Смылова	3		РУ	РК953	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
954	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	13/2	3ф	Киселевск	Смылова	5		РУ	РК954	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
955	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	13/4	1ф	Киселевск	Смылова	7		РУ	РК955	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
956	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	13/5	1ф	Киселевск	Смылова	5		РУ	РК956	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
957	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	13/6	1ф	Киселевск	Смылова	11		РУ	РК957	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
958	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	15/1	3ф	Киселевск	Хруцкого	1		РУ	РК958	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
959	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	15/2	1ф СИП	Киселевск	Хруцкого	3		РУ	РК959	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
960	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	15/6	1ф	Киселевск	Хруцкого	11		РУ	РК960	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
961	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	15/12	1ф	Киселевск	Хруцкого	21		РУ	РК961	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
962	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	15/13	1ф	Киселевск	Хруцкого			РУ	РК962	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
963	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	18	1ф	Киселевск	Канчаловского	1		РУ	РК963	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
964	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	18/1	3ф	Киселевск	Канчаловского	3		РУ	РК964	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
965	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	18/4	1ф	Киселевск	Канчаловского	4		РУ	РК965	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
966	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	18/2	3ф	Киселевск	Канчаловского	2		РУ	РК966	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
967	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	18/3	3ф	Киселевск	Канчаловского	7		РУ	РК967	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
968	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	18/4	1ф	Киселевск	Канчаловского	9		РУ	РК968	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
969	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	19	1ф	Киселевск	Левитана			РУ	РК969	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
970	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/1	3ф	Киселевск	Левитана	3		РУ	РК970	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
971	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/1	3ф	Киселевск	Левитана	2		РУ	РК971	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
972	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/1	1ф СИП	Киселевск	Левитана	4		РУ	РК972	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
973	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/2	1ф	Киселевск	Левитана	5		РУ	РК973	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
974	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/2	3ф	Киселевск	Левитана	8		РУ	РК974	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
975	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/6	1ф	Киселевск	Левитана	6		РУ	РК975	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
976	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/3	3ф	Киселевск	Левитана	9		РУ	РК976	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
977	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/3	1ф	Киселевск	Левитана	7		РУ	РК977	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
978	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	20/5	3ф	Киселевск	Левитана	10		РУ	РК978	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
979	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	23/5	3ф	Киселевск	Верещагина	3		РУ	РК979	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
980	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	23/6	3ф	Киселевск	Верещагина	5		РУ	РК980	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
981	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	23/7	3ф	Киселевск	Верещагина	7		РУ	РК981	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
982	МТП "Красный Кузбасс"	Л-1	23/13	1ф	Киселевск	Верещагина	17		РУ	РК982	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
983	СТП "Коммунальщик"	Ввод 0,4 кВ		3ФТТ РУ-0,4кВ	Ввод 0,4 кВ				ТУ	РК983	Фадос 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	300/5	
984	СТП "Коммунальщик"	ВЛ-2		3ФТТ РУ-0,4кВ	ВЛ-2				ТУ	РК984	Фадос 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	150/5	
985	СТП "Коммунальщик"	ВЛ-1		3ФТТ РУ-0,4кВ	ВЛ-1				ТУ	РК985	Фадос 3Т (Ф3-510-IQORL-A)	нет данных	150/5	
986	СТП "Коммунальщик"	Л-1	5	1ф	д. Александровка	Тропическая			РУ	РК986	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
987	СТП "Коммунальщик"	Л-1	15/2	1ф	д. Александровка	Роздая			РУ	РК987	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
988	СТП "Коммунальщик"	Л-1	15/2	3ф	д. Александровка	Роздая	17		РУ	РК988	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
989	СТП "Коммунальщик"	Л-1	18/8	1ф	д. Александровка	Заречная			РУ	РК989	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
990	СТП "Коммунальщик"	Л-1	18/8	1ф	д. Александровка	Заречная			РУ	РК990	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
991	СТП "Коммунальщик"	Л-1	18/9	3ф	д. Александровка	Заречная			РУ	РК991	Фадос 3 сплит (Ф3-5100-10LS-C)			
992	СТП "Коммунальщик"	Л-1	18/11	1ф	д. Александровка	Заречная			РУ	РК992	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			

993	СТП "Коммунальщик"	Л-2	2	1Ф	д. Александровка	Рассветная			РУ	РК993	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
994	СТП "Коммунальщик"	Л-2	6/1	1Ф	д. Александровка	Тропическая			РУ	РК994	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
995	СТП "Коммунальщик"	Л-2	6/2	1Ф	д. Александровка	Тропическая			РУ	РК995	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
996	СТП "Коммунальщик"	Л-2	6/6	1Ф	д. Александровка	Тропическая			РУ	РК996	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
997	СТП "Коммунальщик"	Л-2	6/8	1Ф	д. Александровка	Тропическая			РУ	РК997	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
998	СТП "Коммунальщик"	Л-2	6/9	1Ф	д. Александровка	Тропическая			РУ	РК998	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
999	СТП "Коммунальщик"	Л-2	11/3	1Ф	д. Александровка	Водная			РУ	РК999	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1000	СТП "Коммунальщик"	Л-2	11/5	1Ф	д. Александровка	Водная			РУ	РК1000	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1001	СТП "Коммунальщик"	Л-2	11/5	1Ф	д. Александровка	Водная			РУ	РК1001	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1002	СТП "Коммунальщик"	Л-2	11/6	1Ф	д. Александровка	Водная			РУ	РК1002	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1003	СТП "Коммунальщик"	Л-2	11/9	1Ф	д. Александровка	Водная			РУ	РК1003	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1004	СТП "Коммунальщик"	Л-2	14/5	1Ф	д. Александровка	Розовая			РУ	РК1004	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1005	СТП "Коммунальщик"	Л-2	14/5	1Ф	д. Александровка	Розовая			РУ	РК1005	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1006	СТП "Коммунальщик"	Л-2	14/5	1Ф	д. Александровка	Розовая			РУ	РК1006	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1007	СТП "Коммунальщик"	Л-2	14/6	1Ф	д. Александровка	Розовая			РУ	РК1007	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1008	СТП "Коммунальщик"	Л-2	14/9	1Ф	д. Александровка	Розовая			РУ	РК1008	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1009	СТП "Коммунальщик"	Л-2	18/1	1Ф	д. Александровка	Заречная			РУ	РК1009	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			
1010	СТП "Коммунальщик"	Л-2	18/2	1Ф	д. Александровка	Заречная			РУ	РК1010	Фадос 1 сплит (Ф1-5100-10LS-C)			

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

Установка АИИС КУЭ на КТП – 0,4 кВ и ВЛ – 0,4 кВ

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.19. УСПД.РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С 7	Ситуационный план размещения УСПД "Вавиот"	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С 5	Схема подключения УСПД "Вавиот"	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

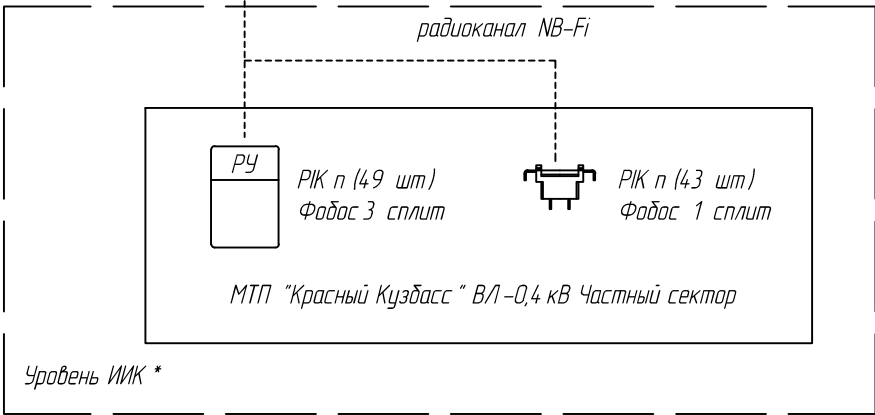
<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТРП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.ТП

						<div>Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ</div>		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Логашева			2020			
Провер.		Козлов			2020			
Утв.		Савченко			2020			
						<div>000 "Инэнерготех"</div>		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	A 1	УСПД -1 "Вабиот"	1	



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – рабочая документация на установку ИИК представлена в ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.
3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С 1

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

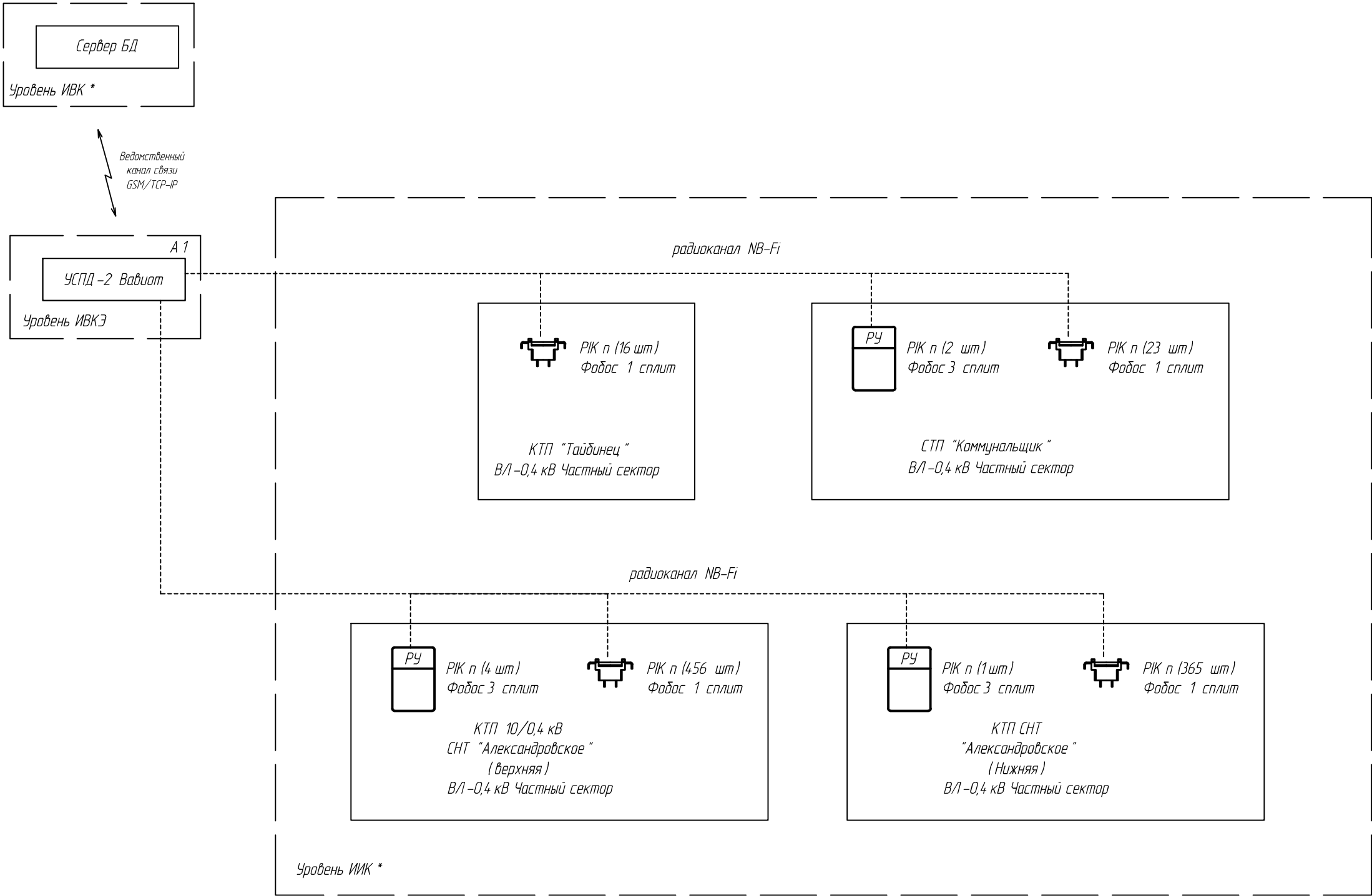
Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ
и ВЛ-0,4кВ

Стадия	Лист	Листов
Р	1	3

Схема структурная

ООО "Инэнерготех"

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	А 1	УСПД –2 “Вабиум”	1	

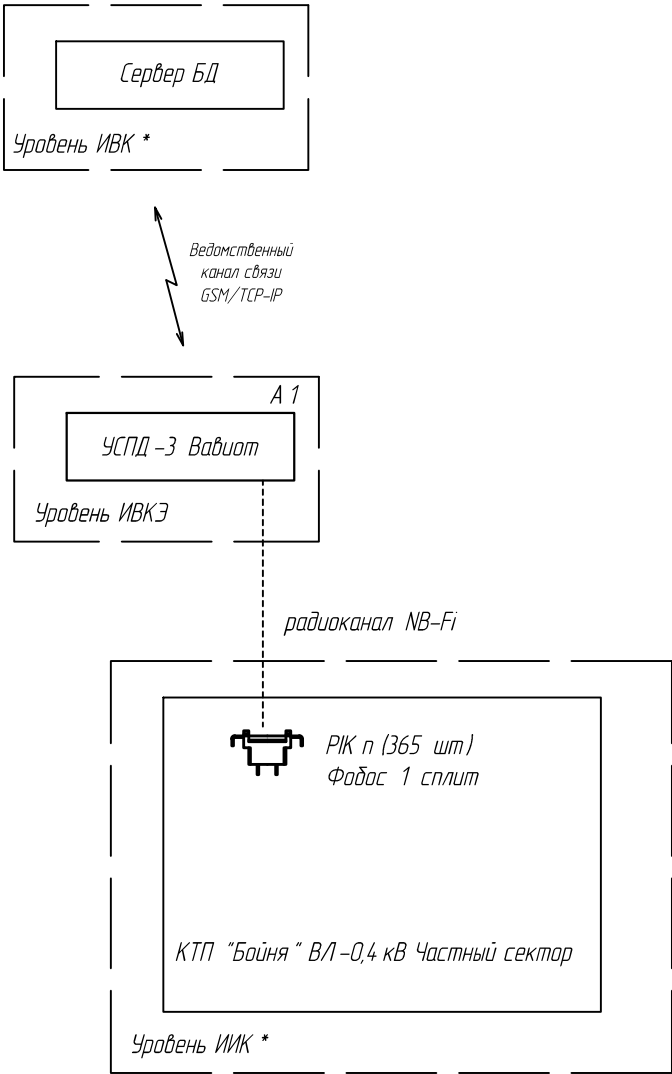


1. Утолщенной линией показана вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – рабочая документация на установку ИИК представлена в ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.
3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

Инд. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С1	Лист
							2

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	A 1	УСПД –3 “Вабиум”	1	



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – рабочая документация на установку ИИК представлена в ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.КТП.РД.
3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

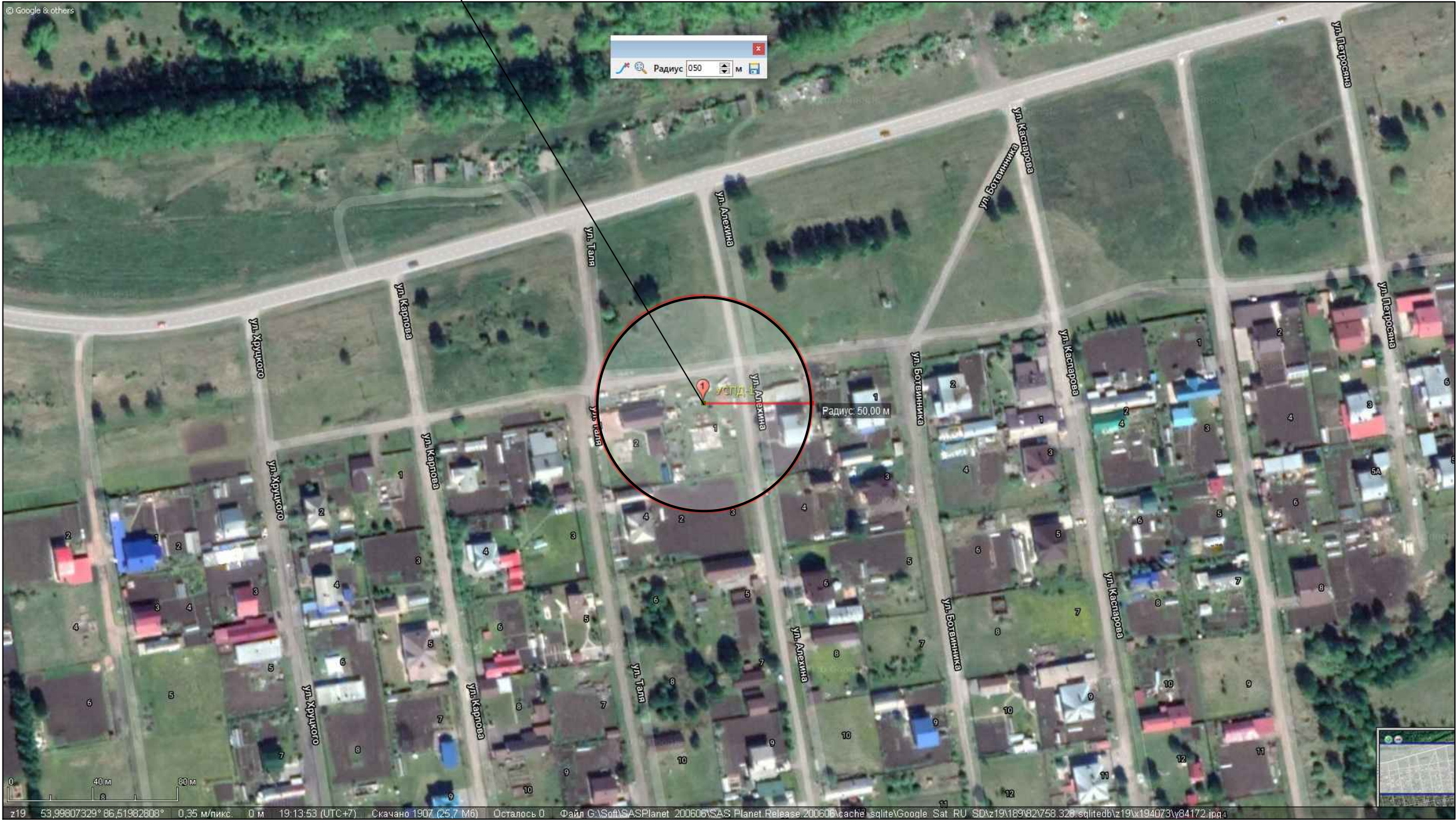
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С1					Лист
					3

Ситуационный план установки УСПД –1 "Вабиот"

Координаты установки УСПД –1 "Вабиот"
53.996745; 86.519651



1. 53.996745; 86.5196512 – координаты для установки УСПД –1 "Вабиот".
2. УСПД "Вабиот" необходимо установить на прямую опору в радиусе 50 м, от координат установки.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С 7			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		P	1	3
Провер.		Козлов			2020	Ситуационный план размещения УСПД "Вабиот"	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Согласовано				Взам. инв. №	
				Подпись и дата	
				Инв. № подл.	

Ситуационный план установки УСПД -2 "Вабиот"

Координаты установки УСПД -2 "Вабиот"
53.947104; 86.387043



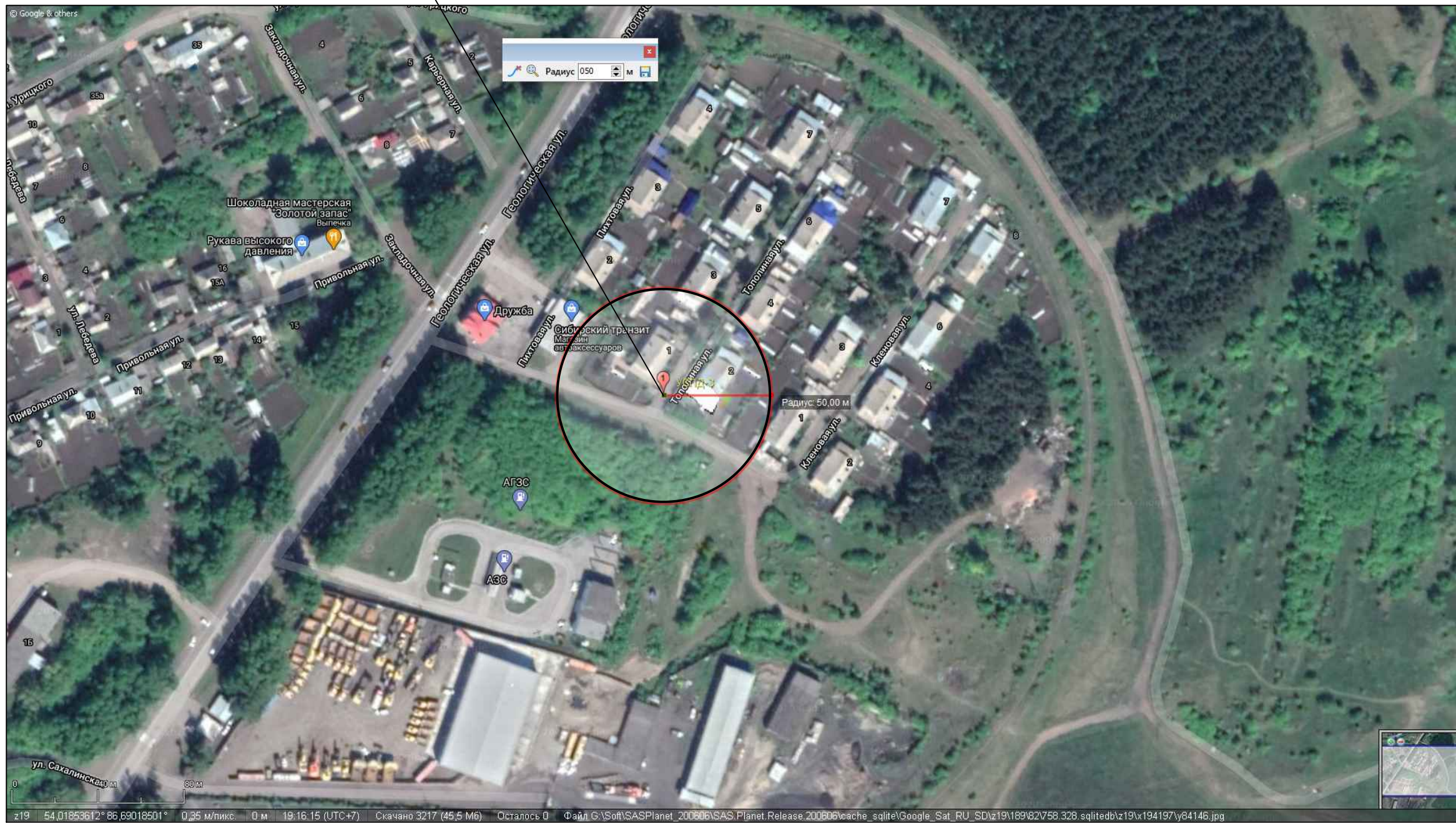
1. 53.947104; 86.387043 – координаты для установки УСПД -2 "Вабиот".
2. УСПД "Вабиот" необходимо установить на прямую опору в радиусе 50 м, от координат установки.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.С7	Лист
							2

Ситуационный план установки УСПД -3 "Вабиот"

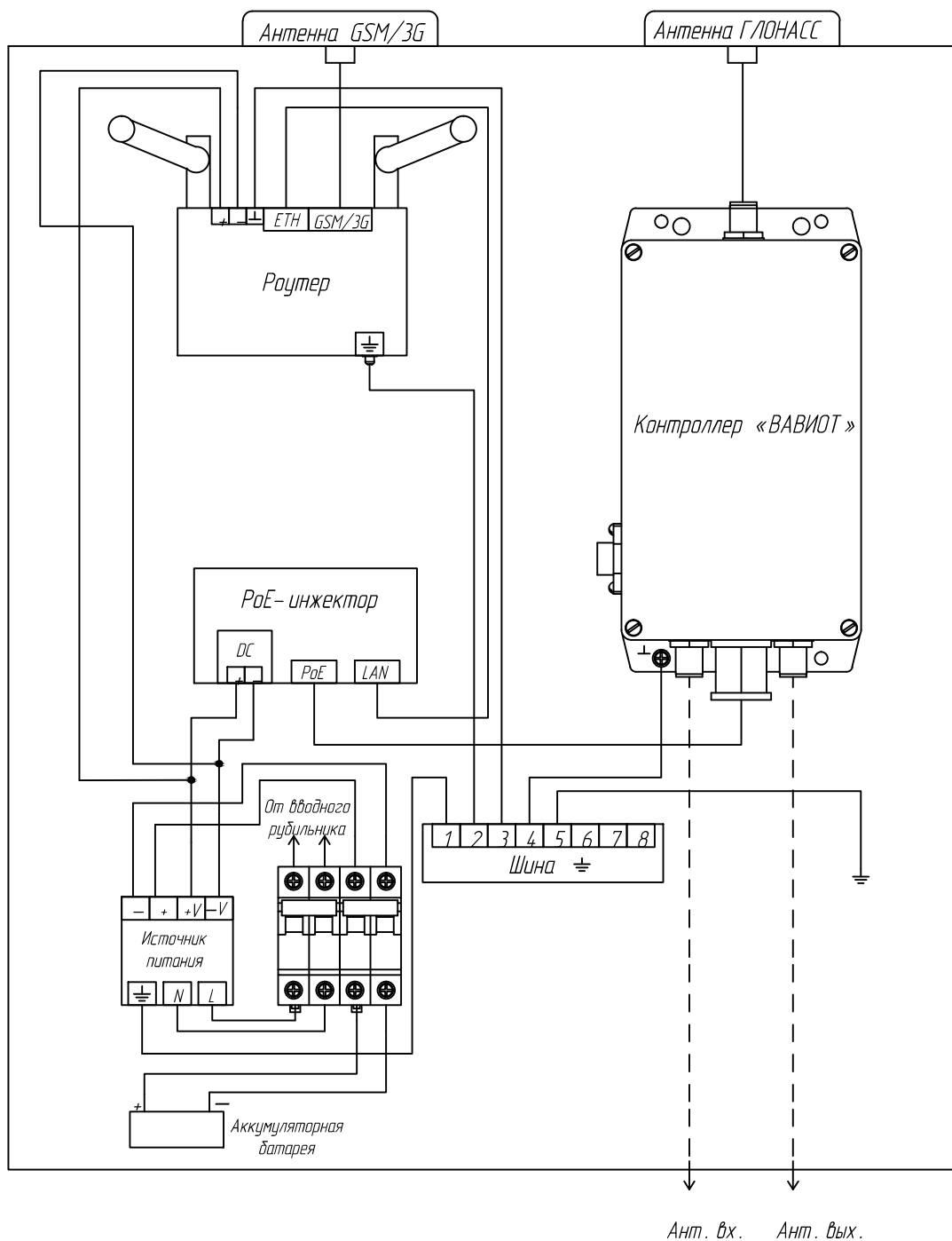
Координаты установки УСПД -3 "Вабиот"
54.018680; 86.688715



1. 54.018680; 86.688715 – координаты для установки УСПД -3 "Вабиот".
2. УСПД "Вабиот" необходимо установить на прямую опору в радиусе 50 м, от координат установки.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК19..УСПД.РД.С7	Лист
							3



ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.С 5

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Логашева			2020
Провер.		Козлов			2020
Утв.		Савченко			2020

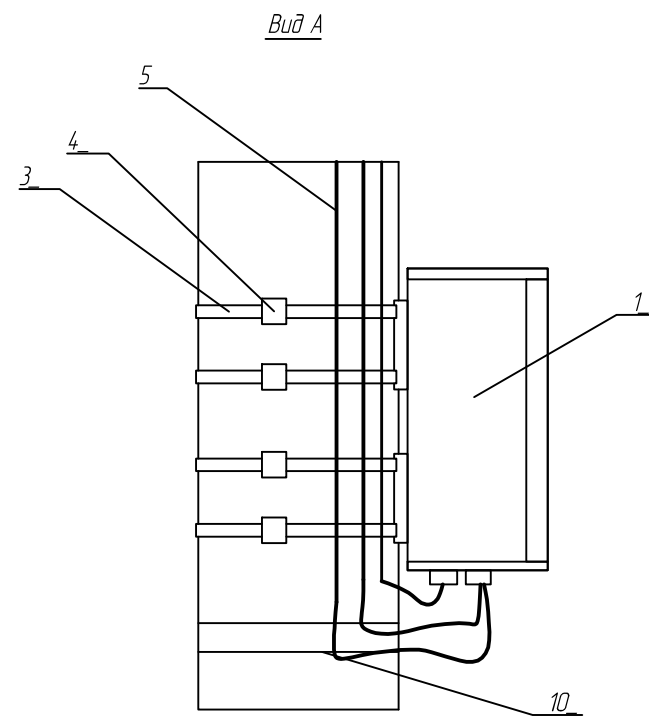
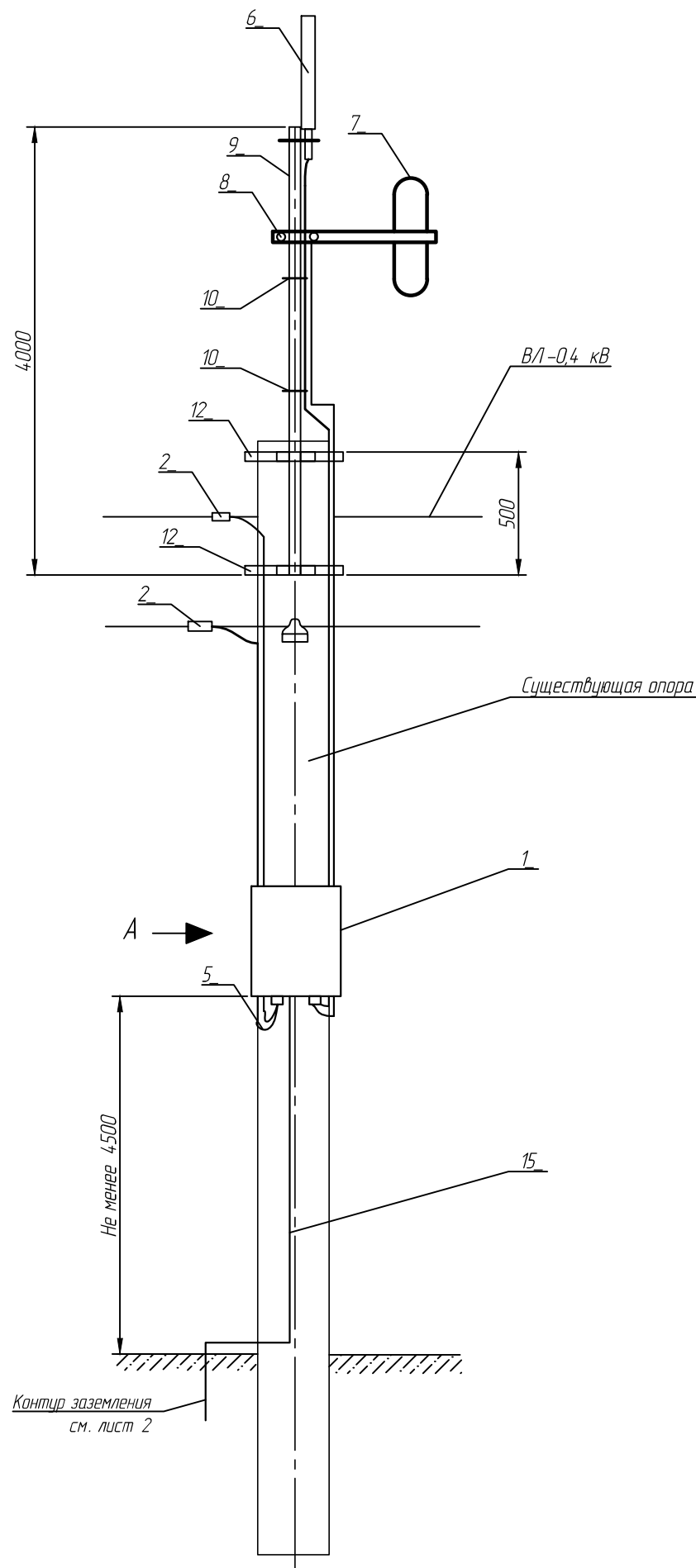
Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ
и ВЛ-0,4кВ

Схема подключения УСПД "Вавиот"

Стадия	Лист	Листов
Р		1

ООО "Инэнерготех"

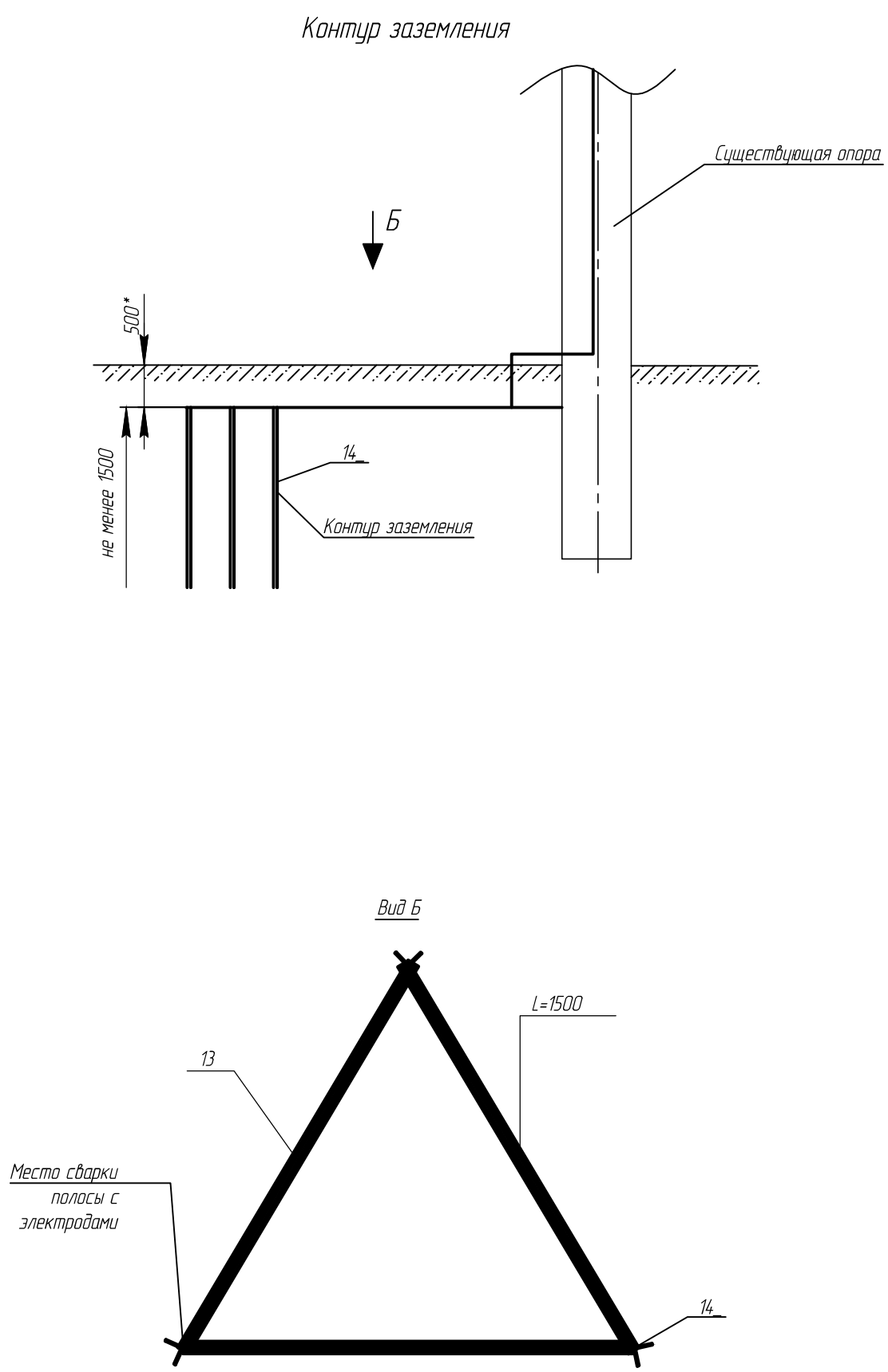
Чертеж установки УСПД "Вавиот"



1. Монтаж УСПД "Вавиот" осуществлять в соответствии с Руководством по монтажу.
2. УСПД (функциональный шкаф) устанавливается вертикально.
3. Перед началом пусконаладочных работ необходимо проверить правильность монтажа и подключения УСПД и его компонентов.
4. Перечень материалов приведен для установки одного УСПД.
5. Количество вертикальных заземлителей уточнить в процессе монтажа, исходя из сопротивления заземляющего устройства (не должно превышать 30 Ом).
6. Заземляющий спуск по опорам выполнить круглой сталью $\phi 10$ мм.
7. В качестве вертикального электрода принять угловую сталь $63 \times 63 \times 4$.
8. На трехстаячных опорах использовать два вертикальных электрода.
9. Соединения заземляющего устройства выполнить электросваркой внахлест, с длиной шва не менее 60 мм.
10. На заземляющие спуски и места их соединения нанести антикоррозионную защиту.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.19.УСПД.РД.СА			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка АИИС КУЭ на КТП-0,4кВ и ВЛ-0,4кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	3
Провер.	Козлов				2020	Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

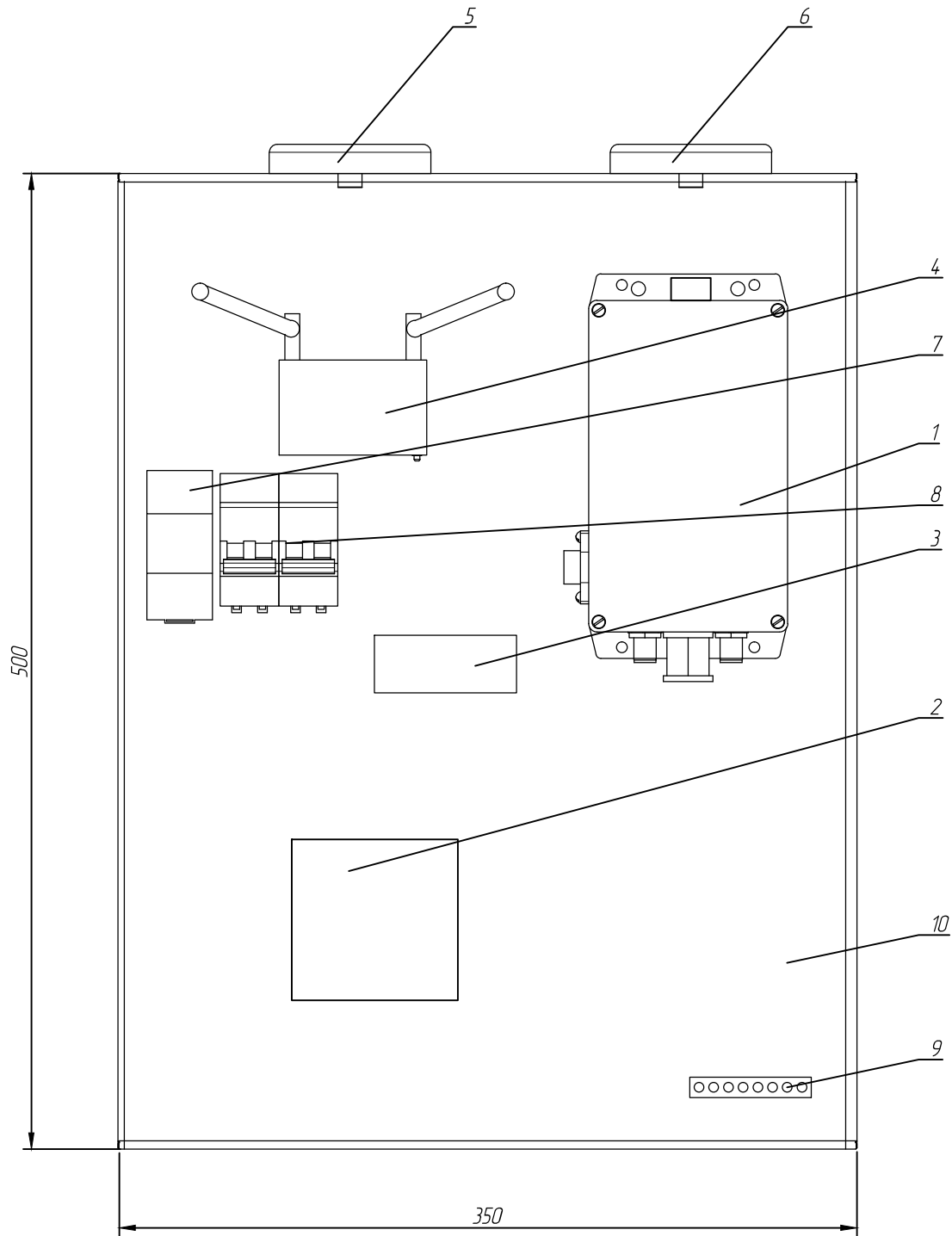
Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Функциональный блок УСПД "Вабиот"	1	Комплект поставки
2		Зажим ответвительный СТН 35 (7-100/4-35)	2	Или аналоги
3		Лента бандажная ML207	5	м
4		Скрепка С-20	4	
5		Провод СИП-4 2 x 16	8	м
6		Антенна принимающая RX	1	Комплект поставки
7		Антенна передающая диполь петлевой TX	1	Комплект поставки
8	АМПШ 305639.002	Зажим	2	
9	АМПШ 74.1126.005	Мачта высотная	1	
10		Стяжка нейлоновая 3 x 120	12	
11	RG-58A/U	Кабель Коаксиальный	14	Комплект поставки
12	АМПШ 305639.003	Кронштейн зажимной	2	
13		Полоса оцинкованная 40 x 4	6	м
14		Уголок 63 x 63 x 4 L=3000 мм	3	
15		Сталь круглая d=10 мм	7	м
16		Эмаль "Полимерон"	0,2	кг

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.19.УСПД.РД.СА	Лист
							2

Общий вид УСПД "Вабиот"



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Контроллер "ВАБИОТ"	1	
2		Аккумуляторная батарея	1	
3		PoE- инжектор пассивный Midspan-1/P1	1	
4		GSM- модем - Роутер iRZ RU21w	1	
5		Антенна GSM: WK-3G031-SMA	1	
6		Антенна ГЛОНАСС	1	Комплект поставки
7		Блок бесперебойного питания DRC-60A	1	Комплект поставки
8		Авт. выкл.ВА 47-29 2Р 6 А 4,5 кА х-ка С , IEK	2	
9		Шина N "ноль" в комб DIN- изол "Стойка" ШНИ -8 х 12-12- КС -С , IEK	1	
10		Пластиковый щиток влагозащищенный IP66 350 х 500 х 190 мм	1	

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

Установка приборов учета для субабонентов

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.ТРП

2020

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД	Техническая документация	45		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД	Рабочая документация	66		

Технические решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правил взрывобезопасности, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Главный инженер проекта

А.В.Савченко

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.ВД			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» Установка приборов учета для субабонентов Ведомость технорабочего проекта	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Козлов					ТП		1
							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

Установка приборов учета для субабонентов

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.ТД

2020

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №	

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во ли- стов	№ экз.	Примеча- ние
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-15		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	16-17		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	18-20		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	21-24		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	25-32		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	33-34		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	35-38		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	39-40		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	41-45		

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» Установка приборов учета для судабонентов Ведомость ТД	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Козлов					ТП	2	45
							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							

- автоматический сбор данных о приращениях электроэнергии;
- хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающее требованию защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа;
- формирование хранения передача результатов измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений (журнал событий);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого календарного времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Приборы учёта электроэнергии выполняют функции:

- хранение профиля активной и реактивной мощности нагрузки прямого и обратного направлений с программируемым интервалом интегрирования от 1 до 60 минут и глубиной хранения не менее 128 суток при времени интегрирования 60 минут;
- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учёта тарифицированных данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом, в том числе в прямом и обратном направлениях (для приборов учёта электроэнергии устанавливаемых на ПС/ТП на присоединениях 6–10 кВ и выше), за:
 - текущий месяц и на начало предыдущих 36 месяцев;
 - текущий год и предыдущие два года (на начало года);
- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учёта информации (измерительных данных, параметров настройки, программ) при отключенном питании не менее 3 лет;
- хранение запрограммированных параметров не менее 5 лет эксплуатации прибора учёта;
- работу по одному или нескольким цифровым каналам связи;
- скорость передачи данных приборов учёта определяется стандартными спецификациями применяемых интерфейсов связи;
- возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально и удалённо;
- разграничение прав доступа на перепрограммирование в соответствии с паролями доступа;
- отображение параметров и событий на дисплее русифицировано (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее прибора учёта);
- визуализация индикации работоспособного состояния;
- контроль правильности подключения измерительных цепей;
- наличие энергонезависимой электронной пломбы корпуса и клеммной крышки прибора учёта для защиты от несанкционированного доступа;
- ведение журналов событий, , журнала превышения порога мощности;
- защита от воздействия магнитных полей (различной природы) на элементы прибора учёта электрической энергии. Воздействие магнитного поля должно фиксироваться в «журнале событий» (Дату и время

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">- отображение параметров и событий на дисплее русифицировано (исключения могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее прибора учёта);- визуализация индикации работоспособного состояния;- контроль правильности подключения измерительных цепей;- наличие энергонезависимой электронной пломбы корпуса и клеммной крышки прибора учёта для защиты от несанкционированного доступа;- ведение журналов событий, , журнала превышения порога мощности;- защита от воздействия магнитных полей (различной природы) на элементы прибора учёта электрической энергии. Воздействие магнитного поля должно фиксироваться в «журнале событий» (Дату и время																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													

При организации учёта электроэнергии на ТП/РУ/КТП обязательно наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации.

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

14 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21.404-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21.406-88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303-80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304-82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001-83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.18.ТД	Лист
										6
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958-76 Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861-83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое конторское оборудование.

ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.</p> <p>РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».</p> <p>РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.</p> <p>СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД		Лист
								7

- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 9
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД			

- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

1.7 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Создаваемая система обеспечивает следующие режимы функционирования:

- автономное круглосуточное функционирование измерительных трансформаторов и счетчиков, осуществляющих в автоматическом режиме измерение заданных параметров и хранение требуемой информации;
- автономное круглосуточное функционирование сервера ИВК в автоматическом режиме осуществляющее сбор данных, перевод измеренных значений в физические величины, обработку информации и передачу данных.
- в сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ, изменение параметров существующих точек учета.

Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе. При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

- В ремонтном режиме, в случае выхода из строя компонентов технических средств, АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:

- технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;
- устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;
- компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;
- на компьютерах установлено программное обеспечение.
- Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>— технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;</p> <p>— устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;</p> <p>— компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;</p> <p>— на компьютерах установлено программное обеспечение.</p> <p>— Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС КУЭ.</p>						
			ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД						Лист
									10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

1.8 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КУЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии Фобас, производства ООО «Телематические Решения» (торговая марка WAVIoT).

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5 – для счетчиков трансформаторного включения.

1.9 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии.

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД		Лист
											11
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.10 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов, при необходимости;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.ТД			12

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ИП Трофимов В. В.	Фабдос 3Т (57,7В) с GSM	0,5S/0,5	ООО "Электропром" РП-1 яч. 2	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
2	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" КЭНК ввод1	Фабдос 3Т (57,7В) с GSM	0,5S/0,5	ООО "Электропром" РП-1 яч. 4	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
3	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" КЭНК ввод2	Фабдос 3Т (57,7В) с GSM	0,5S/0,5	ООО "Электропром" РП-1 яч. 8	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
4	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ООО "Инвест-КО"	Фабдос 3 с GSM	1/2	ЩУ потребителя				
5	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ООО "Т2 Модайл"	Фабдос 3 с GSM	1/2	ЩУ на крыше корпуса №9				
6	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ПАО "Мегафон"	Фабдос 3 с GSM	1/2	ЩУ на крыше корпуса №9				
7	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ПАО "Вымпел-ком"	Фабдос 3 с GSM	1/2	ЩУ на крыше корпуса №9				
8	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ПАО "МТС"	Фабдос 3 с GSM	1/2	ЩУ на крыше корпуса №9				
9	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" Щит 0,4кВ Гудайдуллин	Фабдос 3 с GSM	1/2	ЩУ в Павильоне				
10	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ООО "Мегаполис"	Фабдос 3 с GSM	1/2	ЩУ в Павильоне				
11	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ГОУ СПО ПЭМСТ	Фабдос 3 с GSM	1/2	ЩУ на 2 этаже ПЭМСТ				
12	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ИП Муниров А. Р.	Фабдос 3 с GSM	1/2	Стена корпуса №7 ООО "Электропром"				
13	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ООО "Кузбасс-спечать"	Фабдос 3 с GSM	1/2	ЩУ в Павильоне (Кузбасспечать)				
14	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ООО "Снежный городок - Ильинка	Фабдос 3 с GSM	1/2	Стена корпуса №7 ООО "Электропром"				
15	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ИП Щербич А.Е. (ГЕРДА)	Фабдос 3 с GSM	1/2	Стена корпуса №7 ООО "Электропром"				
16	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ООО "Ореан+	Фабдос 3 с GSM	1/2	ЩУ на стене оздоровительного комплекса ООО "Электропром"				
17	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО	Фабдос 3 с GSM	1/2	ЩУ в Павильоне (Фермерская лав-				

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ИЗТ.83.2020.03СК.18.ТД

Лист

13

Изм. Колуч. Лист № док. Подп. Дата

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

	"Электропром" Киселевское ПАТП КО			ка)				
18	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" Нестандарт Медель (ООО "Дельта")	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ в помещении				
19	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ИП Семенухина М.М.	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ на стене оздоровительно-го комплекса ООО "Электропром"				
20	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропром" ИП Исупова Ю. В.	Фабас 3 с GSM	1/2	РЧ-0,4 кВ ПС № 2 ООО "Электро-пром (4 корпус)				
21	ПС 35/6кВ №1 "Киселевская подрайонная" "Участок коксо-вый"	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,5S/0,5	ЗРЧ-6кВ ПС 35/6кВ №1 "Ки-селевская подрайонная"	Нет данных	Нет данных		
22	ПС 35/6кВ №1 "Киселевская подрайонная" ООО "Т2 Мобайл"	Фабас 3 с GSM	1/2	РЧ-0,4кВ ООО "Т2 мобайл"				
23	ООО "Инвест НК"; ПС №13 "ш. Краснокаменская" 35/6 кВ от ООО "Р-з Киселевский"	Фабас 3Т (57,7В) с GSM	0,5S/0,5	ЯКНО потребите-ля	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет дан-ных
24	ИП Маляров; ПС №13 "ш. Крас-нокаменская" 35/6 кВ от ООО "Р-з Киселевский"	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,5S/0,5	ВРУ потребителя	ТШП-0,66	400/5		
25	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; ОАО "На-вакузнецкое ДРСУ"	Фабас 3 с GSM	1/2	ТП-1 руб. 2 ПУ Прямого вклю-чения 10(100 А)				
26	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; БВС за-раж	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,5S/0,5	ТП-1 руб. 5 ТТ 50/5	Нет данных	50/5		
27	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; БВС ко-тел	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,5S/0,5	ТП-1 руб. 7 200/5	Нет данных	200/5		
28	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; КДП	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,5S/0,5	ЩУ в ВРУ-0,4 кВ КДП Питание от ТП-1 и КТПН-23 ТТ 300/5	Нет данных	300/5		
29	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; ООО "Т2 Мобайл"	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ на втором этаже здания КДП (Запитан от ВРУ КДП)				
30	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; Обзорный радиолокатор (ОР/Л-Т +ПРЦ)	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ от ТП-10				
31	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; Обзорный радиолокатор (ОР/Л-А +АРП)	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ от ТП-12				
32	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; БПРМ-193	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ от ТП-14				
33	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; ДПРМ-193	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ от ТП-15				
34	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"	Фабас 3Т (57,7В) с GSM	0,5S/0,5	РЧ-6 кВ ТП-13 (ООО "Аэрокуз-басс") яч. 1	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет дан-ных
35	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"	Фабас 3Т (57,7В) с GSM	0,5S/0,5	РЧ-6 кВ ТП-13 (ООО "Аэрокуз-басс") яч. 12	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет дан-ных
36	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; Глиссад-ный радиомаяк	Фабас 3 с GSM	1/2	РЧ-0,4 кВ ТП-13				
37	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; Глиссад-	Фабас 3 с GSM	1/2	РЧ-0,4 кВ ТП-13				
								Лист
ИЗТ.83.2020.03СК.18.ТД								14
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.		ный радиомаяк							
			38	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; Бытовое помещение КРМ	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ от ТП-3				
			39	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; ООО "Ку-стард"	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,5S/0,5	РЧ-0,4 кВ ЦРП	Т-0,66	100/5		
			40	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; Курсовой радиомаяк (КРМ-193)	Фабас 3 с GSM	1/2	РЧ-0,4 кВ ТП-11				
			41	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"; Курсовой радиомаяк (КРМ-193)	Фабас 3 с GSM	1/2	РЧ-0,4 кВ ТП-11				
			42	ПС Костромовская, РЩ-0,4 кВ БС от ООО "ММК-УГОЛЬ", МТС	Фабас 3 с GSM	1/2	РЧ-0,4 кВ КТПП "ППНС"				
			43	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасская", 6-6 (от линии ООО "Исток") ОАО "Киселевское ПТУ"	Фабас 1 с GSM	1/2	ВРЧ-0,4 ОАО "Кемеровское ПТУ"				
			44	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасская", 6-6 (от линии ООО "Исток") Мега-М	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩСУ ООО "Исток"				
			45	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасская", 6-6 (от линии ООО "Исток") Теле-2	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩСУ ООО "Исток"				
			46	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасская", 6-6 (от линии ООО "Исток") ООО "СШУ"	Фабас 3 с GSM	1/2	ВРЧ ООО "СШУ"				
			47	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасская", 6-6 (от линии ООО "Исток") ПАО "Мегафон"	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ ПАО "Мегафон"				
			48	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасская", 6-6 (от линии ООО "Исток") ПАО "Вымпелком"	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ ПАО "Вымпелком"				
			49	ПС 110кВ Афонинская, ф.6-6А РП-17 яч.6	Фабас 3Т (57,7В) с GSM	0,5S/0,5	РП-17, яч.6	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
			50	ПС 110кВ Афонинская, ф.6-18А РП-17 яч.8	Фабас 3Т (57,7В) с GSM	0,5S/0,5	РП-17, яч.8	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
			51	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 21 от ООО "ЭШВ" (установлен) ОФ "Тайдинская"	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,5S/0,5	РЧ-0,4кВ ОФ Тайдинская	Нет данных	Нет данных		
			52	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 25 щит учета 6кВ ТП-630кВА №1-ООО "ММЗ"	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,5S/0,5	РЧ-0,4кВ ООО "ММЗ"	Нет данных	Нет данных		
			53	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 25 щит учета 6кВ ТП-630кВА №2 -ООО "ММЗ"	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,5S/0,5	РЧ-0,4кВ ООО "ММЗ"	Нет данных	Нет данных		
			54	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 25 щит учета 0,4кВ ТП-400кВА -ООО "ПУМ"	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,5S/0,5	РЧ-0,4кВ ООО "ПУМ"	Нет данных	Нет данных		
			55	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 25 щит учета 0,4кВ ТП-560кВА -Журда А.В.	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,5S/0,5	РЧ-0,4кВ Журда А.В.	Нет данных	Нет данных		
			56	Ф 6-38-3, РП-3; ООО "Т2 Мобайл"	Фабас 3 с GSM	1/2	Щит 0,4 кВ ремонтный цех ИП Терентьева				
			57	Ф 6-38-3, РП-3; ПАО "Вымпелком"	Фабас 3 с GSM	1/2	Щит 0,4 кВ ремонтный цех ИП Терентьева				
										Лист	
										15	
ИЗТ.83.2020.03СК.18.ТД											
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

58	Ф -16-3, ТП-37, РП-7; 000 "ТУК"	Фадос 3Т (57,7В) с GSM	0,55/0,5	РЧ-6 кВ РП-7 (000 "Техноком"), яч. 4	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
59	Ф -16-3, ТП-37, РП-7; 000 "МТС"	Фадос 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	Щит 0,4 кВ ТП №37 000 "ТУК"	Нет данных	Нет данных		
60	Ф -16-3, ТП-37, РП-7; 000 "Втормет"	Фадос 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	Щит 0,4 кВ ТП №37 000 "ТУК"	Нет данных	Нет данных		
61	ТП №3 "ПФЗ"	Фадос 3 с GSM	1/2	ВРЧ-0,4 кВ ИП "Шмаков М.Г.				
62	ТП №3 "ПФЗ"	Фадос 3 с GSM	1/2	ВРЧ-0,4 кВ ИП "Шмаков М.Г.				

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД	Лист
							16

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет два уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ФОБОС;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- Многотарифный учет активной и реактивной электроэнергии в двух направлениях;
- Контроль параметров сети: мощность (активная, реактивная, полная), ток, напряжение, коэффициент мощности, ток в нулевом проводе (опционально);
- Контроль параметров качества сети: положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты сети – класс S по ГОСТ 30804.4.30.;
- Ведение журналов событий глубиной не менее 1000 записей с инициативным оповещением о событиях, в том числе –превышении лимитов мощности, напряжения, тока, попытках вскрытия, воздействия магнитным полем, результатах самодиагностики;
- Дистанционное отключение и ограничение потребления;
- Дистанционная установка \изменение тарифного расписания;
- Дистанционное обновление метрологически не значимой части ПО.

Счетчики ФОБОС обеспечивают хранение в энергонезависимой памяти данных:

- Профилей энергий (настраиваемых 1-60 минут) – не менее 128 суток (для 30 минут)
- Показаний на конец суток – не менее 128 суток
- Показаний на конец месяцев – не менее 39 месяцев.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД	Лист 17
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Второй уровень ИВК

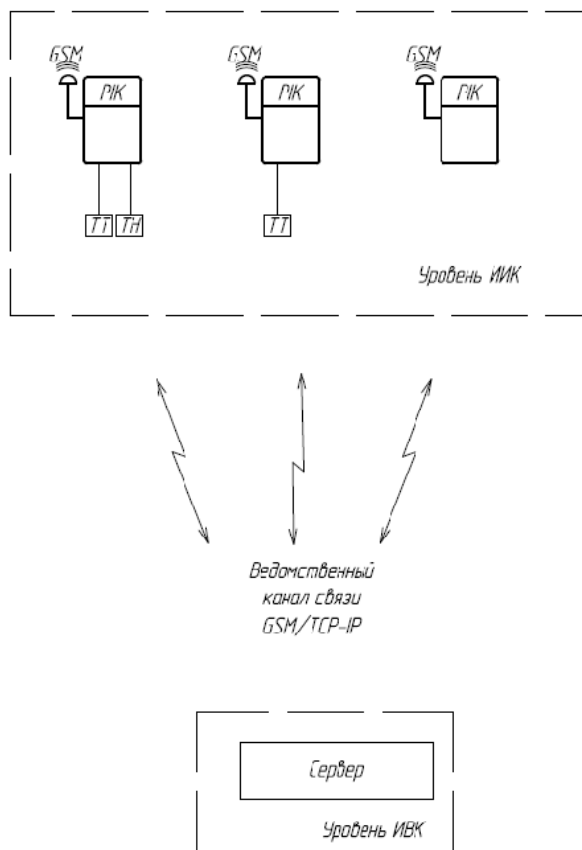
Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИВК). ИВК – Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИВК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИВК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Структурная схема АИИС КУЭ



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД

Лист

18

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВК (в данный проект не входит разработка уровня ИВК).

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет активной и реактивной электроэнергии в двух направлениях;
- Контроль параметров сети: мощность (активная, реактивная, полная), ток, напряжение, коэффициент мощности, ток в нулевом проводе (опционально);
- Контроль параметров качества сети: положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты сети – класс S по ГОСТ 30804.4.30. ;
- Ведение журналов событий глубиной не менее 1000 записей с инициативным оповещением о событиях, в том числе –превышении лимитов мощности, напряжения, тока, попытках вскрытия, воздействия магнитным полем, результатах самодиагностики;
- Дистанционное отключение и ограничение потребления;
- Дистанционная установка \изменение тарифного расписания;
- Дистанционное обновление метрологически не значимой части ПО.

Счетчики ФОБОС обеспечивают хранение в энергонезависимой памяти данных:

- Профилей энергий (настраиваемых 1-60 минут) – не менее 128 суток (для 30 минут)
- Показаний на конец суток –не менее 128 суток
- Показаний на конец месяцев – не менее 39 месяцев.

Счетчики ФОБОС обеспечивают автономное функционирование часов, дисплея и датчиков счетчика от встроенной батареи при отсутствии питающей сети, а также дистанционную синхронизацию времени, в том числе, автоматическую, в составе АИИС КУЭ.

Счетчики электроэнергии ФОБОС поддерживают международный протокол обмена данными DLMS/COSEM, в том числе, в спецификации ПАО «Россети» СПОДЭС.

АИИС КУЭ надежно защищена от сторонних воздействий; данные защищены от неавторизованного доступа. Для защиты данных применяется российский алгоритм шифрования «Мазма» (ГОСТ Р 34.12-2015) с ключом шифрования 256 бит.

Основными конструктивными узлами счетчика являются

- Узел измерения
- Блок микроконтроллера
- Блок питания
- Интерфейсы и испытательные выходы
- Жидкокристаллический дисплей (для счетчика исполнения «Сплит» – выносной дисплей)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>АИИС КУЭ надежно защищена от сторонних воздействий; данные защищены от неавторизованного доступа. Для защиты данных применяется российский алгоритм шифрования «Мазма» (ГОСТ Р 34.12-2015) с ключом шифрования 256 бит.</p> <p>Основными конструктивными узлами счетчика являются</p> <ul style="list-style-type: none">— Узел измерения— Блок микроконтроллера— Блок питания— Интерфейсы и испытательные выходы— Жидкокристаллический дисплей (для счетчика исполнения «Сплит» – выносной дисплей)					
Изм.	Кол.чч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД		Лист
								19

- Кнопки управления (для счетчика исполнения «Сплит» – в составе выносного дисплея);
- Реле нагрузки (для счетчика модификации L непосредственного включения);
- Реле управления внешним коммутирующим устройством (для счетчика модификации L трансформаторного включения);
- Датчики:

Узел измерения. Основными компонентами узла измерения счетчика являются датчики напряжения и тока. Для измерения токов фаз и нейтрали используются трансформаторы тока и шунт. Для измерения напряжения используются схемы делителей напряжения. Принцип действия узла измерения основан на преобразовании сигналов тока и напряжения сети переменного тока, поданных на измерительные элементы счетчика, в цифровую информацию, удобную для дальнейшей обработки, хранения и отображения. Узел измерения генерирует также сигналы оптического и электрического испытательных выходов, пропорциональные измеряемой мощности.

Блок микроконтроллера выполняет следующие функции:

- все преобразования измерительной информации в цифровом виде;
- размещение результатов измерений в энергонезависимой памяти; память предназначена для хранения учетных данных, коэффициентов калибровки и конфигурации;
- ведение часов реального времени;
- организацию связи через оптический порт и другие интерфейсы;
- управление трансивером радиомодема;
- управление отображением информации (для счетчика шкафного исполнения);
- управление реле нагрузки (реле управления внешним коммутирующим устройством);
- измерение температуры внутри корпуса счетчика (измерительного блока);
- регистрацию вскрытия крышки кожуха (крышки корпуса) и крышки клеммной колодки счетчика (измерительного блока);
- контроль датчика магнитного поля;
- контроль отклонения измеренных параметров от заданных критериев;
- контроль состояния входов телесигнализации.

Часы реального времени. Встроенные часы реального времени (RTC) дают возможность снабжать учетные данные и события меткой времени, поддерживать тарификацию, обрабатывать команды управления в соответствии с установленным графиком. При работе счетчика в составе измерительной системы обеспечивается постоянная внешняя синхронизация часов счетчика с системными часами АИИС КУЭ через сеть передачи данных. Локальную установку и синхронизацию часов можно также провести через интерфейсы, имеющиеся в соответствующих модификациях.

Реле нагрузки. Счетчик модификации L непосредственного включения позволяет выполнять контроль мощности потребления и управление подачей электроэнергии потребителю при помощи встроенного реле нагрузки для счетчиков непосредственного включения. Максимальный ток реле нагрузки не менее, чем на 10 % превышает максимальный ток, соответствующий конкретной модификации счетчика. Коммутационная

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Часы реального времени. Встроенные часы реального времени (RTC) дают возможность снабжать учетные данные и события меткой времени, поддерживать тарификацию, обрабатывать команды управления в соответствии с установленным графиком. При работе счетчика в составе измерительной системы обеспечивается постоянная внешняя синхронизация часов счетчика с системными часами АИИС КУЭ через сеть передачи данных. Локальную установку и синхронизацию часов можно также провести через интерфейсы, имеющиеся в соответствующих модификациях.</p> <p>Реле нагрузки. Счетчик модификации L непосредственного включения позволяет выполнять контроль мощности потребления и управление подачей электроэнергии потребителю при помощи встроенного реле нагрузки для счетчиков непосредственного включения. Максимальный ток реле нагрузки не менее, чем на 10 % превышает максимальный ток, соответствующий конкретной модификации счетчика. Коммутационная</p>							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД	Лист
										20
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

износостойкость контактов реле составляет не менее 1000 циклов. Счетчик модификации L трансформаторного включения позволяет выполнять управление внешним коммутирующим устройством с помощью встроенного сигнального реле с изолированными выводами.

Контроль нагрузки. В счетчиках непосредственного включения модификации L реализована функция контроля мощности потребления и управления нагрузкой потребителей при помощи встроенного реле нагрузки.

Отключение и подключение реле могут быть выполнены:

- удаленно (командой оператора);
- вручную (нажатием кнопки абонентом);
- локально (через функции счетчика, например, ограничение максимальной мощности)

Контроль показателей качества электроэнергии. В счетчиках реализован контроль показателей качества электроэнергии:

- положительное и отрицательное отклонение напряжения;
- отклонение частоты;
- длительность и глубина провалов напряжений;
- длительность перенапряжений.

Контроль положительного и отрицательного отклонения напряжения осуществляется по методике, приведенной в ГОСТ 30804.4.30-2013 для класса А, по критериям, установленным в ГОСТ 32144-2013: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10 % номинального значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Контроль отклонения частоты осуществляется по методике, приведенной в ГОСТ 30804.4.30-2013 для класса S, по критериям, установленным в ГОСТ 32144-2013: отклонение частоты не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Журнал событий. Счетчик в режиме реального времени реагирует на события, вызванные различными причинами. События могут быть вызваны как самим счетчиком (результатами обработки измеренных данных, сигналами датчиков), так и командами в составе ИСЧ. Каждое событие обрабатывается и регистрируется счетчиком в выделенной зоне энергонезависимой памяти счетчика – журнале событий. В соответствии со спецификацией СПОДЭС, в счетчике реализовано семь основных журналов событий по их типам:

- события, связанные с напряжением;
- события, связанные с током;
- события, связанные с включением/выключением счетчика, реле нагрузки;
- события параметрирования счетчика;
- события внешних воздействий;
- события самодиагностики счетчика;
- события по превышению реактивной мощности (тангенс сети).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>и регистрируется счетчиком в выделенной зоне энергонезависимой памяти счетчика – журнале событий. В соответствии со спецификацией СПОДЭС, в счетчике реализовано семь основных журналов событий по их типам:</p> <ul style="list-style-type: none">— события, связанные с напряжением;— события, связанные с током;— события, связанные с включением/выключением счетчика, реле нагрузки;— события параметрирования счетчика;— события внешних воздействий;— события самодиагностики счетчика;— события по превышению реактивной мощности (тангенс сети).							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД	Лист
										21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

№№. №º подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №º

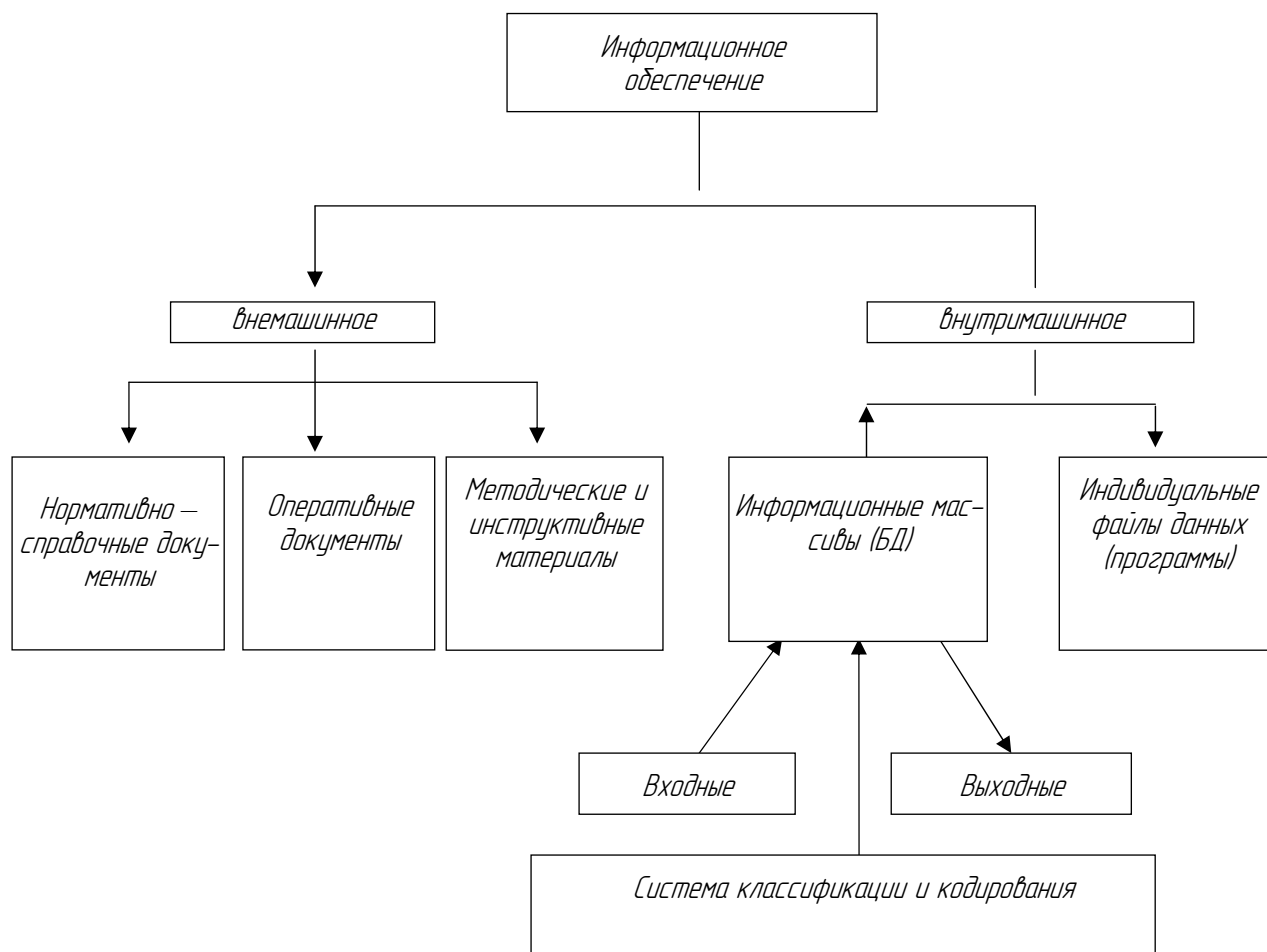


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.18.ТД

Лист

23

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);

- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД	Лист
										25
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ФОБОС компании ООО «Телематические Решения» (торговая марка WAVIoT).

Классы точности счетчиков не хуже 1 для счетчиков непосредственного включения и 0,5 для счетчиков полукосвенного включения.

Счетчики электрической энергии статические ФОБОС (далее – счетчики) предназначены для измерений активной и реактивной электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22, ГОСТ 31819.23-2012, измерений показателей качества электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.30-2013 в трехфазных трехпроводных и четырехпроводных электрических сетях переменного тока частотой 50 Гц.

Принцип действия счетчиков основан на масштабировании входных сигналов напряжения и тока с дальнейшим преобразованием их в цифровой код и обработкой, а также с последующим отображением на дисплее отсчетного устройства или выносном дисплее результатов измерений и информации:

- количества активной электрической энергии не менее, чем по 4-м тарифам, суммарно по тарифам в двух направлениях (потребление, генерация), кВт·ч;

- количества реактивной электрической энергии не менее, чем по 4-м тарифам, суммарно по тарифам в двух направлениях (потребление, генерация), квар·ч;

- параметров сети (пофазно и суммарно: ток, напряжение, частота сети, коэффициент мощности, активная, реактивная и полная мощности)

- показателей качества электрической энергии (положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты, глубина и длительность провалов напряжения, длительность перенапряжения);

- текущего времени и даты.

- Профили – массивы данных, измеренных и зафиксированных в энергонезависимой памяти счетчика в заданные периоды времени.

- расчетное соотношение активной и реактивной мощности суммарно и по каждой фазе;

- расчетный небаланс суммы фазных токов и нулевом проводнике (для счетчиков прямого включения).

Для передачи результатов измерений и информации в АИИС КУЭ связи со счетчиками с целью их обслуживания и настройки в процессе эксплуатации, используются вспомогательные цепи счетчика, включающие в себя в зависимости от модификации:

- радиointерфейс (радиомодуль, опционально);

- интерфейс оптического типа (оптический порт, опционально);

- интерфейс передачи данных RS-485 (опционально);

- интерфейс Ethernet, (опционально, в том числе, в виде сменного модуля);

- GSM/GPRS/NB-IoT (опционально, в том числе, в виде сменного модуля);

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					ИЗТ.83.2020.03СК.18.ТД		Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	26

- импульсное выходное устройство оптическое;
- импульсное выходное устройство электрическое (только для шкафного исполнения);
- реле управления внешним коммутирующим устройством;
- входы телесигнализации.

Счетчики имеют встроенные энергонезависимые часы реального времени с поддержкой текущего времени (секунды, минуты, часы) и календаря (число, месяц, год).

В счетчиках реализована возможность задания не менее 24 временных тарифных зон суток раздельно для каждого дня недели и праздничных дней, с индивидуальным тарифным расписанием для не менее, чем 12 сезонов года.

Счетчики имеют энергонезависимую память, сохраняющую данные при отключении питания более 30 лет.

Счетчики обеспечивают выполнение следующих дополнительных функций:

- контроль вскрытия крышки корпуса;
- контроль вскрытия крышки клеммной колодки счетчика, сменного модуля;
- контроль температуры внутри счетчика;
- контроль воздействия сверхнормативного магнитного поля;
- контроль напряжения и пропадания фазных напряжений сети переменного тока;
- контроль тока и мощности подключаемой нагрузки;
- фиксация изменений направления перетока мощности;
- контроль отклонения параметров качества электроэнергии;
- контроль правильности чередования фаз;
- контроль тока в нулевом проводе (опционально);
- контроль соотношения реактивной и активной мощности;
- контроль доступа по интерфейсу;
- контроль состояния входов телесигнализации;
- контроль инициализации счетчика с фиксацией даты, времени и интерфейса, посредством которого была указана команда;
- контроль времени последнего сброса счетчика с фиксацией даты, количества сбросов;
- дистанционное отключение/включение подключаемой нагрузки посредством команды от ИС (опционально);
- автоматическое отключение/включение подключаемой нагрузки по установленному критерию контролируемых счетчиком параметров (опционально);
- самодиагностика счетчика.

Инициативная связь

В счетчике с радиointерфейсом реализована функция инициативной связи с АИИС КУЭ, в том числе:

- при вскрытии клеммной крышки;
- при воздействии сверхнормативным магнитным полем;

Взам. инв. №	Подп. и дата								
Инв. № подл.									
		<p>— дистанционное отключение/включение подключаемой нагрузки посредством команды от ИС (опционально);</p> <p>— автоматическое отключение/включение подключаемой нагрузки по установленному критерию контролируемых счетчиком параметров (опционально);</p> <p>— самодиагностика счетчика.</p> <p>Инициативная связь</p> <p>В счетчике с радиointерфейсом реализована функция инициативной связи с АИИС КУЭ, в том числе:</p> <p>— при вскрытии клеммной крышки;</p> <p>— при воздействии сверхнормативным магнитным полем;</p>							
								ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД	Лист
									27
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- при перепрограммировании;
- при превышении максимальной мощности;
- при отклонении от нормированного (заданного) значения уровня напряжения;
- при возникновении других программируемых событий.

Основные характеристики счетчика Фобос

Наименование характеристики	Значение
Тип включения цепей напряжения	Непосредственное или трансформаторное
Тип включения цепей тока	Непосредственное или трансформаторное
Класс точности при измерении активной электрической энергии для модификаций: <ul style="list-style-type: none"> - А (по ГОСТ 31819.22) - В (по ГОСТ 31819.22) - С (по ГОСТ 31819.21) - D (по ГОСТ 31819.21) 	0,5S 0,5S 1 1
Класс точности при измерении реактивной электрической энергии для модификаций: <ul style="list-style-type: none"> - А - В (по ГОСТ 31819.23) - С (по ГОСТ 31819.23) - D (по ГОСТ 31819.23) 	0,5* 1 1 2
Постоянная счетчика, имп./кВт·ч (имп./квар·ч)	от 800 до 10000
Номинальное фазное/линейное напряжение $U_{ном}$, В: <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков непосредственного включения и трансформаторного включения - для счетчиков трансформаторного включения 	34230/400 3457,7/100
Предельный рабочий диапазон напряжений, В	от 0,8· $U_{ном}$ до 1,2· $U_{ном}$
Базовый ток I_b , А	5, 10, 20
Номинальный ток $I_{ном}$, А	1, 2, 5, 10
Максимальный ток $I_{макс}$, А	2, 10, 60, 80, 100
Номинальное значение частоты сети, Гц	50±0,5
Диапазон измерений фазного напряжения переменного тока, В	от 0,8· $U_{ном}$ до 1,2· $U_{ном}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений фазного напряжения переменного тока, %	±0,5
Диапазон измерений силы переменного тока, А: <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков непосредственного включения - для счетчиков трансформаторного включения 	от 0,05· I_b до $I_{макс}$ от 0,01· $I_{ном}$ до $I_{макс}$

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД

Лист

28

№№. №º подл.	Подл. и дата	Взам. инб. №º

<ul style="list-style-type: none"> - модификация А - модификации В и С - модификация D 	$\pm 0,5$ $\pm 1,0$ $\pm 2,0$
<p>Диапазон измерений полной электрической мощности S, В·А:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков непосредственного включения - для счетчиков трансформаторного включения 	<p>от 0,8·Iном до 1,2·Iном, от 0,05·Iδ до Iмакс от 0,01·Iном до Iмакс</p>
<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений полной электрической мощности, %</p> <ul style="list-style-type: none"> - модификация А - модификации В и С - модификация D 	$\pm 0,5$ $\pm 1,0$ $\pm 2,0$
<p>Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений текущего времени, с/сутки</p>	$\pm 0,5$
<p>Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений текущего времени, вызванной изменением температуры окружающего воздуха на каждый 1 °С, с/сутки</p>	$\pm 0,1$
<p>Стартовый ток, не менее:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счётчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22 и для счётчиков класса точности 0,5 (трансформаторного включения) - для счётчиков класса точности 1 по ГОСТ 31819.21 и ГОСТ 31819.23 (непосредственного включения) 	0,001·Iном 0,004·Iδ

Основные технические характеристики счетчика Фобас

Наименование характеристики	Значение
Полная электрическая мощность, потребляемая каждой цепью тока, при базовом (номинальном) токе, номинальной частоте и нормальной температуре, В·А, не более	0,1
Полная (активная) электрическая мощность, потребляемая каждой цепью напряжения (без дополнительных модулей связи) при номинальном напряжении, нормальной температуре и номинальной частоте, В·ЧА (Вт), не более	10,0 (2,0)
Количество тарифов, не менее	4
Наличие дополнительных интерфейсов*:	
<ul style="list-style-type: none"> - модификация R: RS-485, скорость, бит/с, не менее - модификация E: Ethernet, скорость, Мбит/с, не менее - модификация G(1-6): GSM/GPRS, G2, G3, G4, G5, NB-IoT) - модификация T(1-16): телесигнализация (1-16 входов) 	9600 10 - -
Поддерживаемые протоколы обмена:	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД	Лист
							30

<div>Взам. инв. №</div> <div>Подп. и дата</div> <div>Инв. № подл.</div>	<div><div>- по радиointерфейсу NB-Fi</div><div>- по оптопорту</div><div>- по RS-485</div><div>- по интерфейсам Ethernet, GSM/GPRS, G2, G3, G4, G5, NB-IoT)</div></div>					<div>NB-Fi, СПОДЭС, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104</div> <div>СПОДЭС СПОДЭС СПОДЭС</div> <div>ГОСТ Р МЭК 60870-5-104</div>
	Максимальное количество входов телесигнализации типа «сухой контакт»					16 (48 с учетом мультиплексирования)
	<div>Характеристики входов телесигнализации:</div> <div><div>- максимальное напряжение, В</div><div>- входное сопротивление, кОм</div></div>					<div>30</div> <div>15</div>
	Максимальное количество выходов телеуправления (твердотельное реле/«сухой контакт»)					2 (1/1)
	<div>Характеристики выходов телеуправления:</div> <div><div>- для твердотельного реле</div><div>- (максимальное напряжение/сила тока), В/А</div><div>- для выходов типа «сухой контакт» (максимальное напряжение/сила тока), В/мА:</div><div><div>- сопротивление в открытом состоянии, Ом, не более</div><div>- сопротивление в состоянии “разомкнуто”, кОм, не менее</div></div></div>					<div>350/1</div> <div>20/30</div> <div>200</div> <div>50</div>
	Напряжение питания постоянного тока от резервного источника, В					от 8,0 до 16,0
	Сила постоянного тока, потребляемая от резервного источника питания, мА, не более					100
	Срок службы встроенной батареи, лет, не менее					16
	Длительность хранения информации при отключении питания, лет					30
	Глубина хранения активной и реактивной электрической энергии (приращения или накопления: прием, отдача) за 60-минутные интервалы времени, суток, не менее					128
	Глубина хранения активной и реактивной электрической энергии (приращения или накопления: прием, отдача) за сутки, суток не менее					128
	Глубина хранения активной и реактивной электрической энергии (приращения или накопления: прием, отдача), за прошедший месяц, лет, не менее					3
	Формирование профиля активной и реактивной мощности нагрузки прямого и обратного направлений с программируемым интервалом временем интегрирования, в диапазоне, мин					от 1 до 60
	<div>Степень защиты по ГОСТ 14254-2015 для:</div> <div><div>- счетчика в корпусе шкафного исполнения</div><div>- измерительного блока исполнения «Сплит»</div><div>- выносного дисплея ДВ-2</div></div>					IP51 IP54 IP51
	<div>Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более:</div> <div><div>- счетчика шкафного исполнения</div></div>					235x171x65
	<div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div> <div>ИЗТ.83.2020.03СК.18.ТД</div> <div>Лист</div> <div>31</div>					

<ul style="list-style-type: none"> - измерительного блока счетчика исполнения «Сплит» (без учета кронштейна) - выносного дисплея ДВ-2 (без адаптера питания) 	271x190x82 150x105x30
Масса, кг, не более: <ul style="list-style-type: none"> - счетчика шкафного исполнения - измерительного блока исполнения «Сплит» выносного дисплея - выносного дисплея ДВ-2 (без адаптера питания) 	15 2 0,3
Средняя наработка счетчика на отказ, ч, не менее	280000
Средний срок службы счетчика, лет, не менее	30
Нормальные условия измерений: <ul style="list-style-type: none"> - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, % 	от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия измерений: <ul style="list-style-type: none"> - температура окружающего воздуха (кроме выносного дисплея ДВ-2), °C - температура окружающего воздуха для выносного дисплея ДВ-2, °C - относительная влажность воздуха при температуре окружающего воздуха +25 °C, %, не более 	от -40 до +70 от 0 до +50 98

5.2 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики Фабос соответствуют классу II по ГОСТ 8865-93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261-94, ГОСТ 26104-89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета Фабос на панелях и ячейках устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					

Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

материала в среднем диапазоне удельного сопротивления материала, а также во избежание повреждения при разрушении материала в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД

Лист
32

- на лицевой и обратной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.3 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.4 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики Фобос относятся к группе 5 по ГОСТ 22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.5 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД	Лист	
							33	

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЭ функционирует на следующих уровнях:

- уровень программного обеспечения Фобос;
- уровень программного обеспечения ИВК.

6.1 Состав и архитектура ПО АИИС КУЭ

Программное обеспечение счетчика (далее – ПО) состоит из встроенного программного обеспечения, «зашитого» в блок микроконтроллера, и внешнего программного обеспечения, позволяющего считывать со счетчика данные, передавать команды управления реле, синхронизировать время встроенных часов, а также его конфигурировать через интерфейсы счетчика.

Встроенное ПО

Встроенное ПО функционально разделено на метрологически значимое ПО и пользовательское ПО.

Метрологически значимое ПО определяет все алгоритмы работы блока измерений, в том числе, формирование сигналов оптического и электрического испытательных выходов, а также функционирование и обеспечение точности хода встроенных часов реального времени.

Метрологически значимое ПО является неизменным для данного типа средства измерений и описывается контрольной суммой, указываемой в паспорте счетчика.

Пользовательское ПО обеспечивает цифровое преобразование измеренных данных, запись их в энерго-независимую память, воспроизведение на дисплее, передачу по интерфейсам связи в соответствии с заданной конфигурацией счетчика, результатами преобразований, а также с учетом сигналов датчиков, воздействий на кнопки управления и команд, полученных по интерфейсам связи.

Пользовательское ПО счетчика постоянно развивается. Особенности реализации функционала, поддерживаемого счетчиком в рамках утвержденного Описания типа, сильно зависят от версии пользовательского ПО, а также от конкретной конфигурации, записанной в счетчик. Все счетчики поставляются заказчику с предустановленной «заводской» конфигурацией или конфигурацией, согласованной с заказчиком.

Внешнее ПО

Внешнее ПО – сервисное программное обеспечение «Конфигуратор ФОБОС», устанавливается в компьютер по ссылке на сайте производителя <https://waviot.ru>.

При помощи сервисного ПО к счетчику можно подключаться через любой интерфейс настоящего, с использованием преобразователей. Порядок подключения и работы с сервисным ПО изложены в инструкции, доступной на сайте производителя.

ПО АИИС КУЭ

К данным счетчика и к самому счетчику можно получить доступ путем подключения его к ПТК «ВАВИОТ» (регистрационный № 67903–17), в состав которого входит базовая станция, обеспечивающая связь с счетчиком через радиointерфейс, а также сервис «Личный кабинет».

О возможности использования данного сервиса можно узнать в службе поддержки клиентов производителя support@waviot.ru.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.18.ТД		Лист
											34
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Подключение к счетчику позволяет производить все необходимые действия: считывание текущих показаний, архивов данных, считывание/запись тарифного расписания, лимитов мощности, напряжения и других настроек.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД	Лист
										35
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВК, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВК в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД		Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	36

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электроэнергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114–98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019–80, ГОСТ 12.2.007.0–75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3–75 и ГОСТ 12.2.007.0–75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261–94 и ГОСТ 12.1038–82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0–75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003–91 и ГОСТ 12.2.007.0–75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).</p> <p>Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.</p> <p>7.6 Контроль точности результатов измерений</p> <p>Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.</p> <p>Задачами контроля точности являются проверки:</p>							
									ИЗТ.83.2020.03СК.18.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		37

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f = (5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f = (20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 38
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

<i>Элемент системы</i>	<i>Тип</i>	<i>Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений</i>
<i>Счетчик</i>	<i>Фобдос 3Т, Фобдос 3</i>	<i>66754-17</i>
<i>Счетчик</i>	<i>Фобдос 1</i>	<i>66753-17</i>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД	Лист	
							39	

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

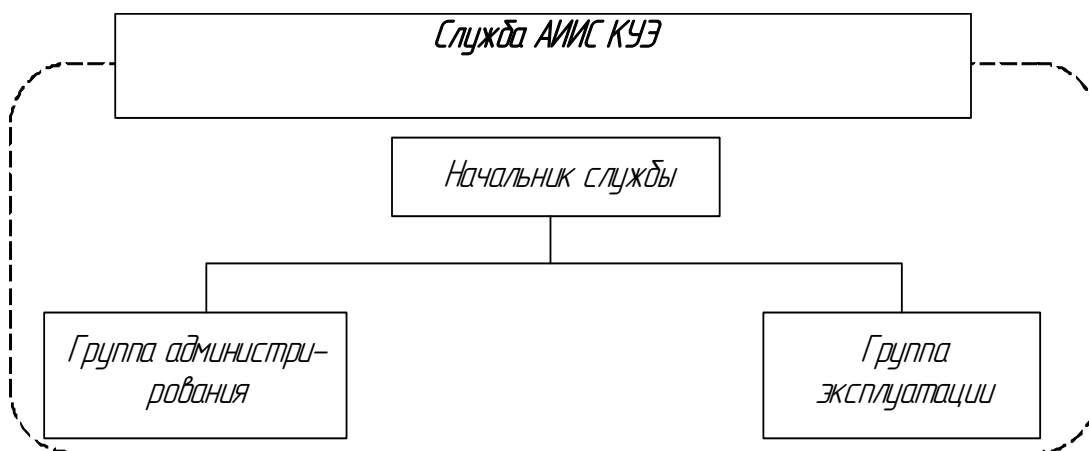


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЗ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>– внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Ин- струкциями.</p> <p>– обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;</p> <p>Основные функции группы эксплуатации:</p> <p>– контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;</p> <p>– проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;</p> <p>– проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;</p>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
		Инв. № подл.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														

– поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КУЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КУЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КУЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КУЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КУЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД	Лист
										4 1
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 62шт.

Согласно ГОСТ 27.002-89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надёжности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии.

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствие с ГОСТ 27.003-90. В таблице 1 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	Фобос 3Т	Восстанавливаемый	22
Счетчик	Фобос 3	Восстанавливаемый	38
Счетчик	Фобос 1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003-90 для измерительных счётчиков электроэнергетики.

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.18.ТД	Лист 42
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

9.4 Перечень оцениваемых параметров надежности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надежности:

а) для счетчиков электроэнергии:

средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;

среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.

9.5 Исходные данные надежности элементов АИИС

В данном проекте отсутствует информация по измерительным ТТ и ТН, поэтому при проведении оценок надежности АИИС КУЭ будем использовать данные по надежности элементов ИИК, а именно счетчиков электрической энергии.

9.6 Расчет показателей надежности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надежности.

Расчет показателей надежности ИИК

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИИК					
1	Счетчик	Фобос 3Т	22	280000	Описание типа
2	Счетчик	Фобос 3	38	280000	Описание типа
3	Счетчик	Фобос 1	1	280000	Описание типа

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД		Лист
								43

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИИК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа T_{cp}), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИИК					
1	Счетчик	Фобос ЗТ, Фобос З, Фобос 1	62	280000	0,000221
Итого для ИИК					0,000221

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i},$$

(1)

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

$$\lambda = \sum \lambda_i,$$

(2)

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,000221$$

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД	Лист
							44
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 4524 \text{ ч.}$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 4524 / (2 + 4524) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 280000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

– счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>чин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупрежде- ний;</p> <p>Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соот- ветствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.</p> <p>В процессе эксплуатации АИИС КУЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:</p> $T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j ,$ <p>где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.</p>								
			ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.ТД						Лист		
									45		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжести последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надёжности необходимо предусмотреть комплект ЗИП.

Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t,$$

где Q – количество запасных элементов;

N – количество элементов на подстанции;

t – % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.18.ТД	Лист
							46

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии ”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

Установка приборов учета для субабонентов

ТОМ 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.18. РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СБ	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 5	Схема подключения	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 4	Таблица соединений и подключений	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	
	Приложение А – сводная таблица по судабонентам ООО "ОЭСК "	

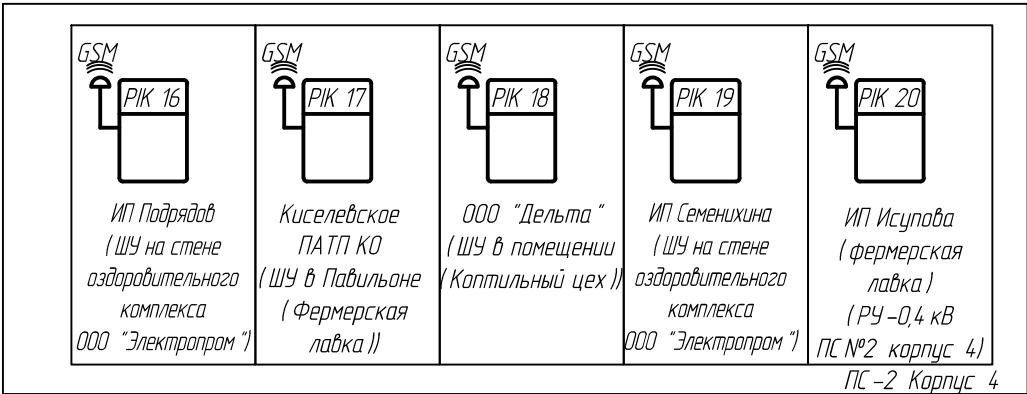
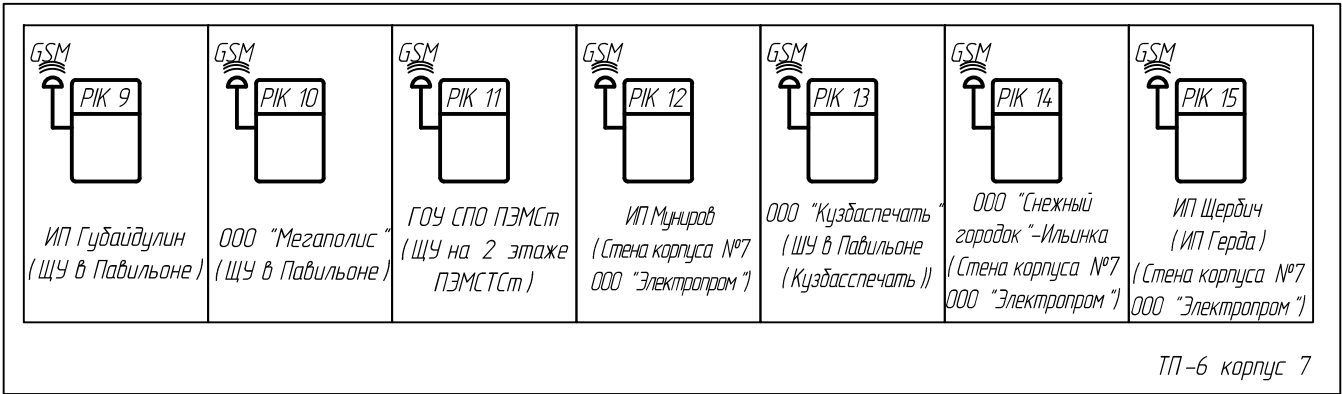
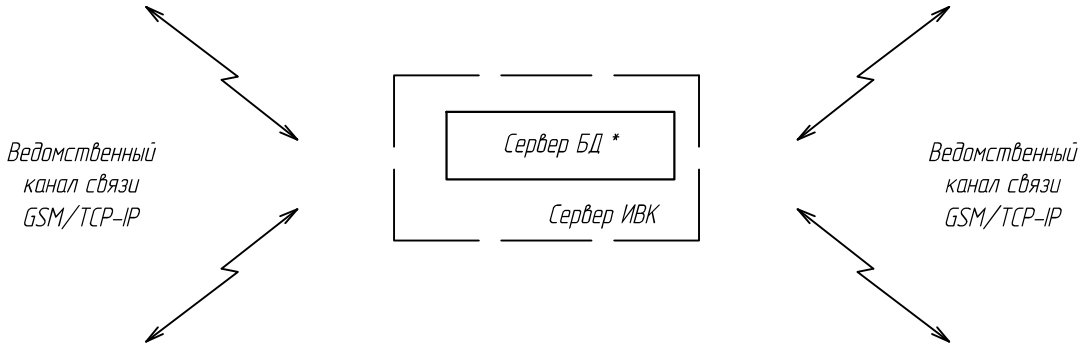
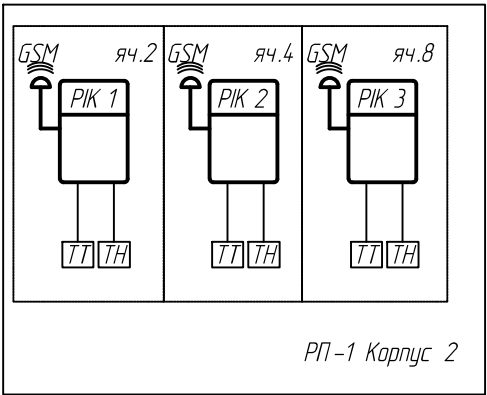
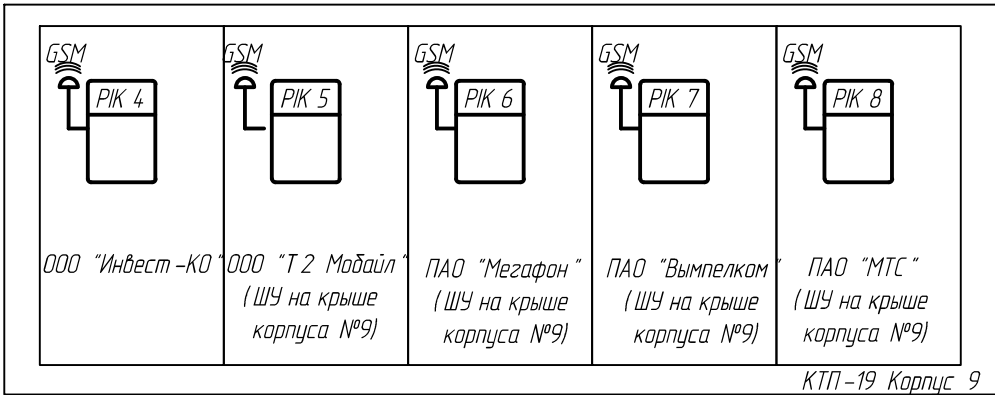
Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.ТП

Установка приборов учета для
судабонентов

Стадия	Лист	Листов
Р		1
ООО "Инэнерготех"		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK 1- PIK 3	Счетчик электроэнергии Фобос 3 Т с GSM модемом УСД -3 (57,7 В)	3	
2	PIK4-PIK20	Счетчик электроэнергии Фобос 3 с GSM модемом УСД -3	17	



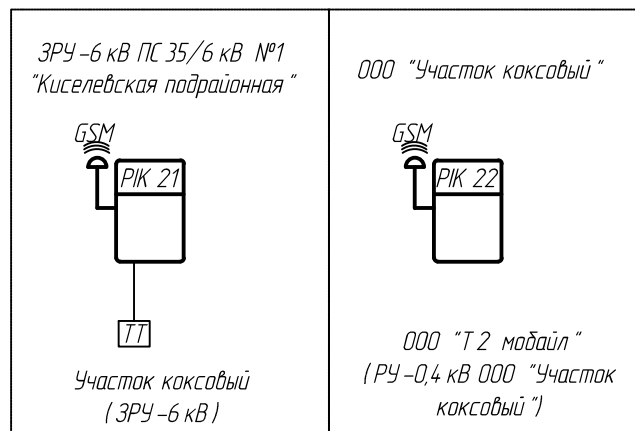
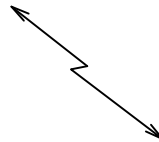
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.18. РД.С 1			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка приборов учета для субабонентов	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	10
Провер.		Козлов			2020				
						Схема структурная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК 21	Счетчик электроэнергии Фобос 3 Т с GSM модемом УСД-3 (230 В)	1	
2	РІК 22	Счетчик электроэнергии Фобос 3 с GSM модемом УСД-3	1	



Ведомственный
канал связи
GSM/TCP-IP



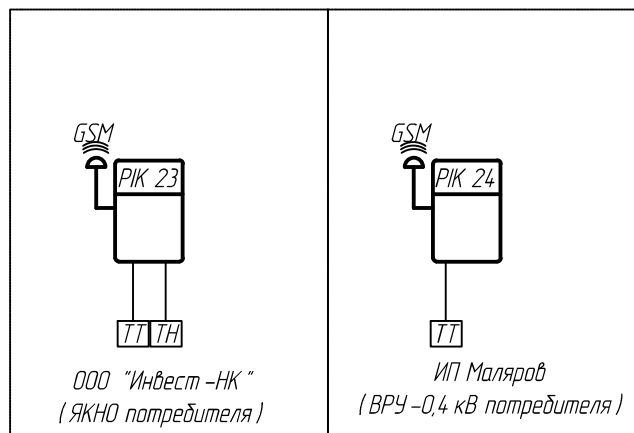
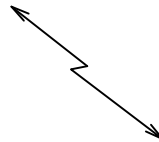
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - сервер уровня ИБК в данном проекте не предусматривается.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<div>1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.</div> <div>2. * - сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.</div>					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.С1		Лист
								2

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK 23	Счетчик электроэнергии Фобос 3 Т с GSM модемом УСД-3 (57,7 В)	1	
2	PIK24	Счетчик электроэнергии Фобос 3 Т с GSM модемом УСД-3 (230 В)	1	



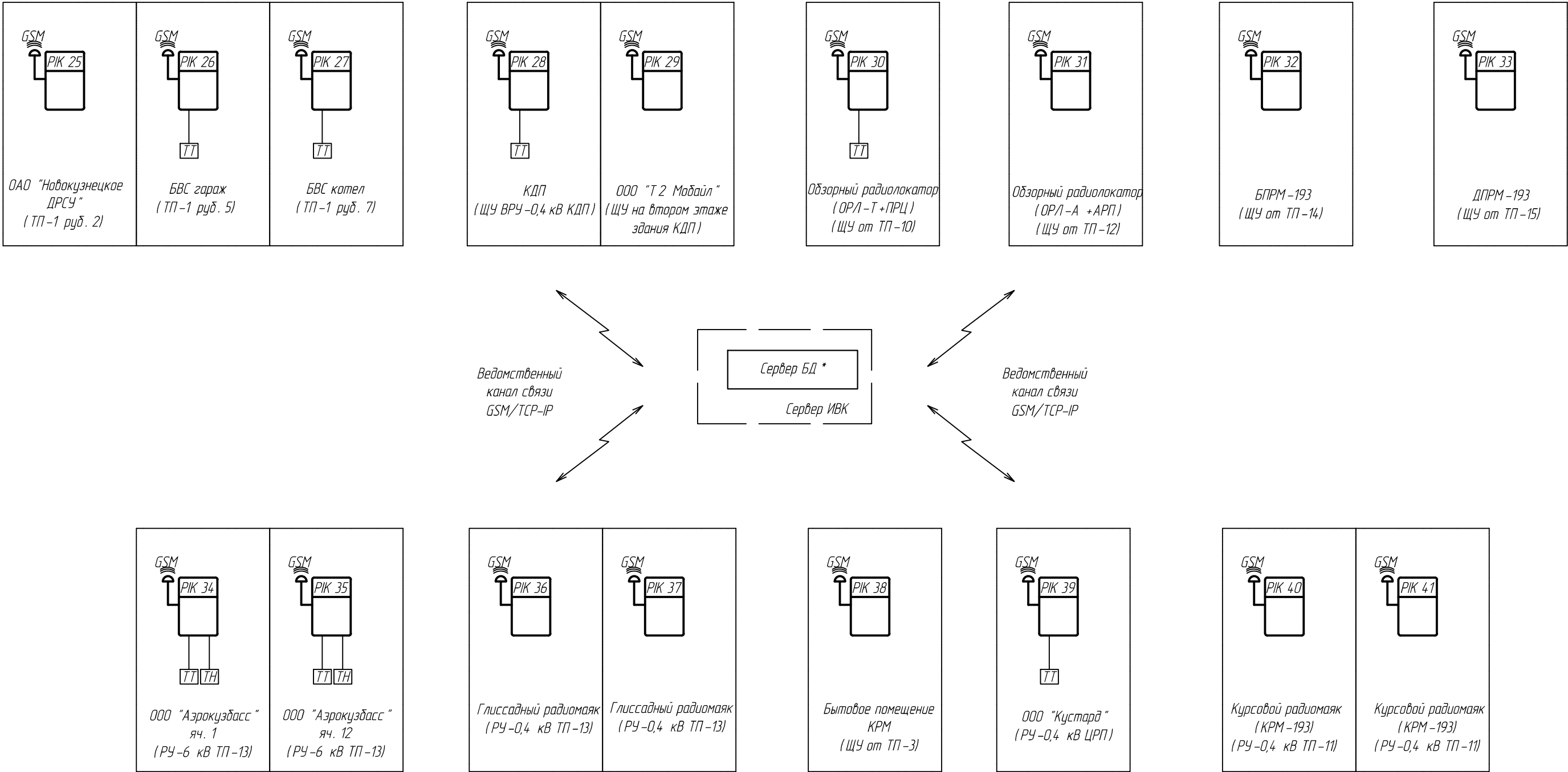
Ведомственный
канал связи
GSM/TCP-IP



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.С1
						Лист 3

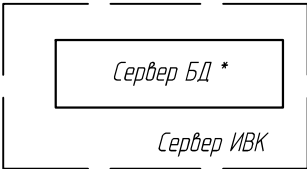
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK26, PIK27, PIK28, PIK30, PIK39	Счетчик электроэнергии Фобос 3 Т с GSM модемом УСД-3 (230 В)	5	
2	PIK34, PIK35	Счетчик электроэнергии Фобос 3 Т с GSM модемом УСД-3 (57,7 В)	2	
3	PIK 25, PIK29, PIK31-PIK33, PIK36-PIK38, PIK40, PIK41	Счетчик электроэнергии Фобос 3 с GSM модемом УСД-3	10	



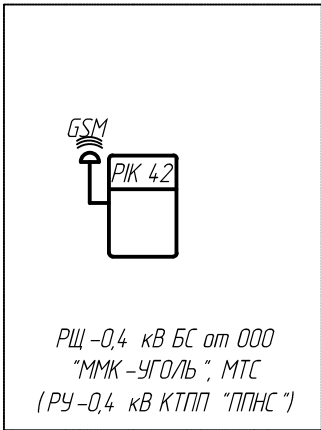
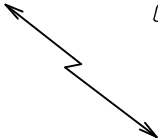
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 42	Счетчик электроэнергии Фобос 3 с GSM модемом УСД -3	1	



Ведомственный
канал связи
GSM/TCP-IP



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

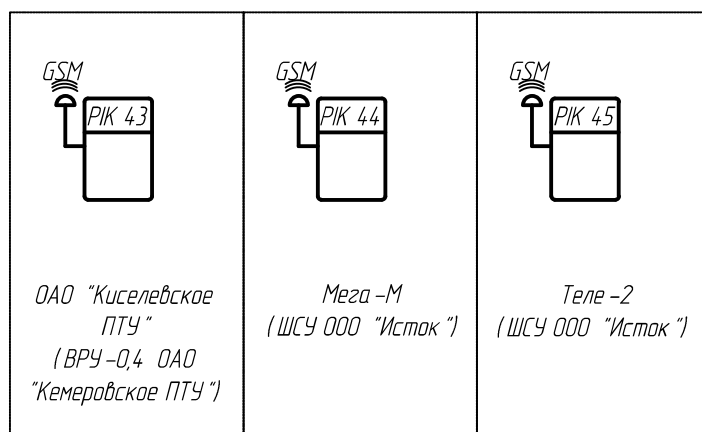
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - сервер уровня ИБК в данном проекте не предусматривается.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.С1

Лист
5

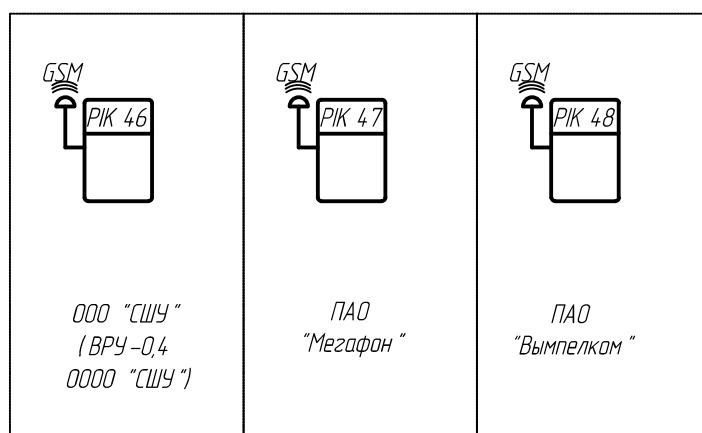
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK 43	Счетчик электроэнергии Фобос 1 с GSM модемом	1	
2	PIK 44-PIK48	Счетчик электроэнергии Фобос 3 с GSM модемом УСД -3	5	



Ведомственный
канал связи
GSM/TCP-IP



Ведомственный
канал связи
GSM/TCP-IP

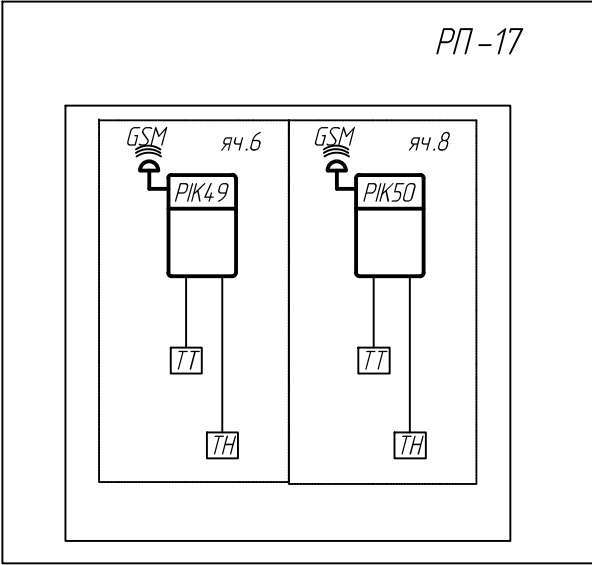
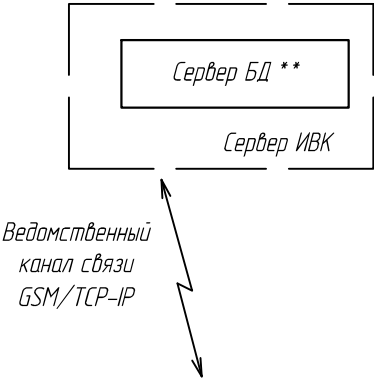


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.С1	Лист
							6

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK49, PIK50	Счетчик электроэнергии Фабас 3 Т с GSM-модемом (57,7 В)	2	

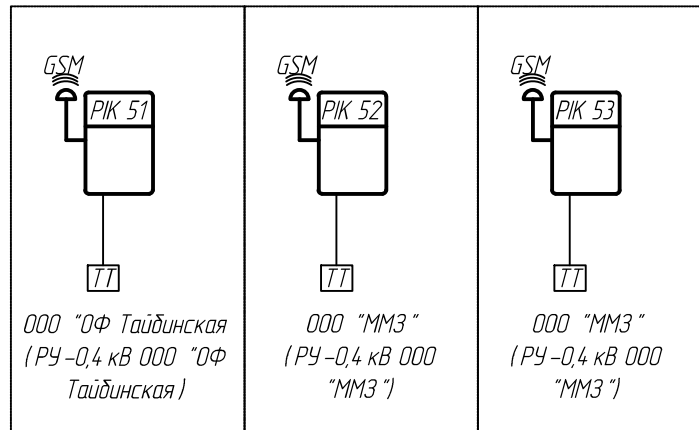


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. ** - сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

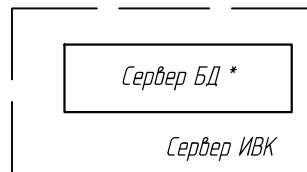
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

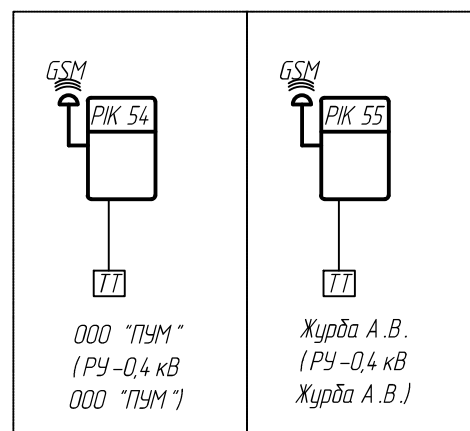
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК 51-РІК55	Счетчик электроэнергии Фабас 3 Т с GSM модемом УСД -3 (230 В)	5	



Ведомственный
канал связи
GSM/TCP-IP



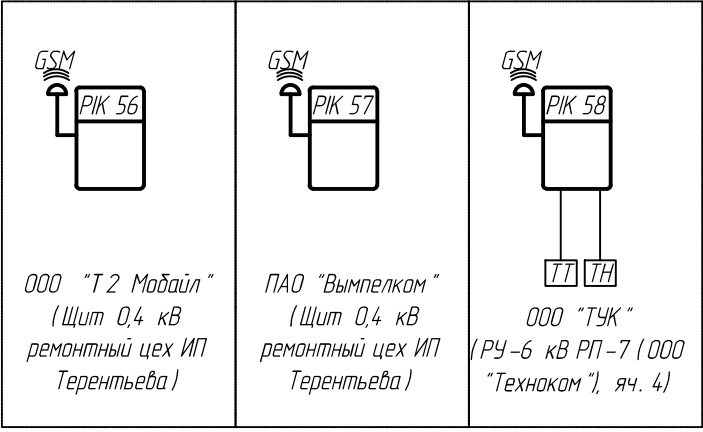
Ведомственный
канал связи
GSM/TCP-IP



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	<div><div><div><div><div></div><div>РК 54</div></div><div></div><div><div>ТТ</div></div></div><div>ООО "ПУМ" (РУ-0,4 кВ ООО "ПУМ")</div></div><div><div><div><div></div><div>РК 55</div></div><div></div><div><div>ТТ</div></div></div><div>Журба А.В. (РУ-0,4 кВ Журба А.В.)</div></div></div> <div><div>1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.</div><div>2. * – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.</div></div>					
			<div><div><div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div><div>Изм.Кол. уч.Лист№ док.Подп.Дата</div></div><div><div>ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.С1</div><div>Лист</div><div>8</div></div></div>					

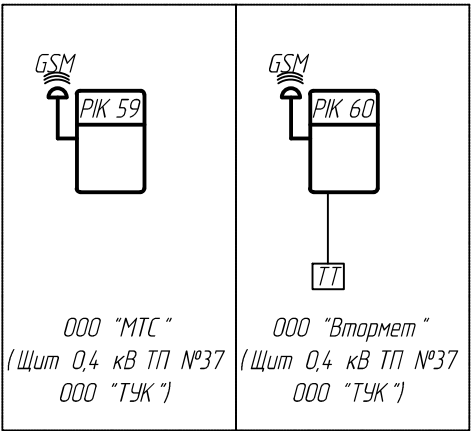
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK 58	Счетчик электроэнергии Фобас 3 Т с GSM модемом УСД -3 (57.7 В)	1	
2	PIK 60	Счетчик электроэнергии Фобас 3 Т с GSM модемом УСД -3 (230 В)	1	
3	PIK56, PIK57, PIK59	Счетчик электроэнергии Фобас 3 с GSM модемом УСД -3	3	



Ведомственный
канал связи
GSM/TCP-IP



Ведомственный
канал связи
GSM/TCP-IP

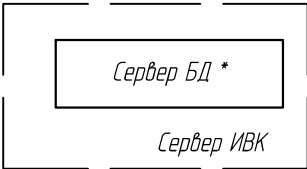


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

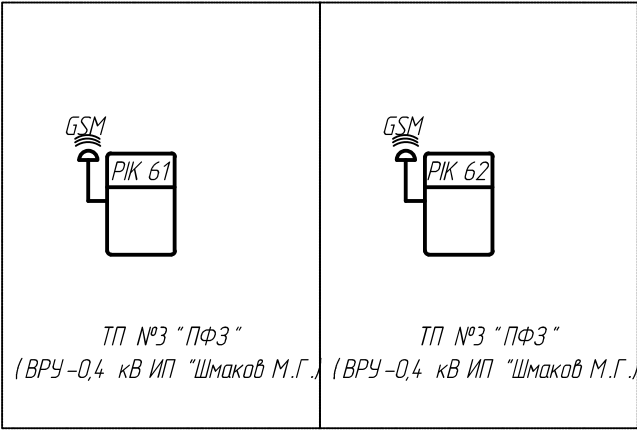
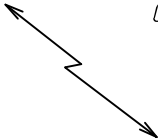
Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.С1	Лист 9
------	----------	------	--------	-------	------	---------------------------	-----------

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК61, РК62	Счетчик электроэнергии Фобос 3 с GSM модемом УСД-3	2	



Ведомственный
канал связи
GSM/TCP-IP



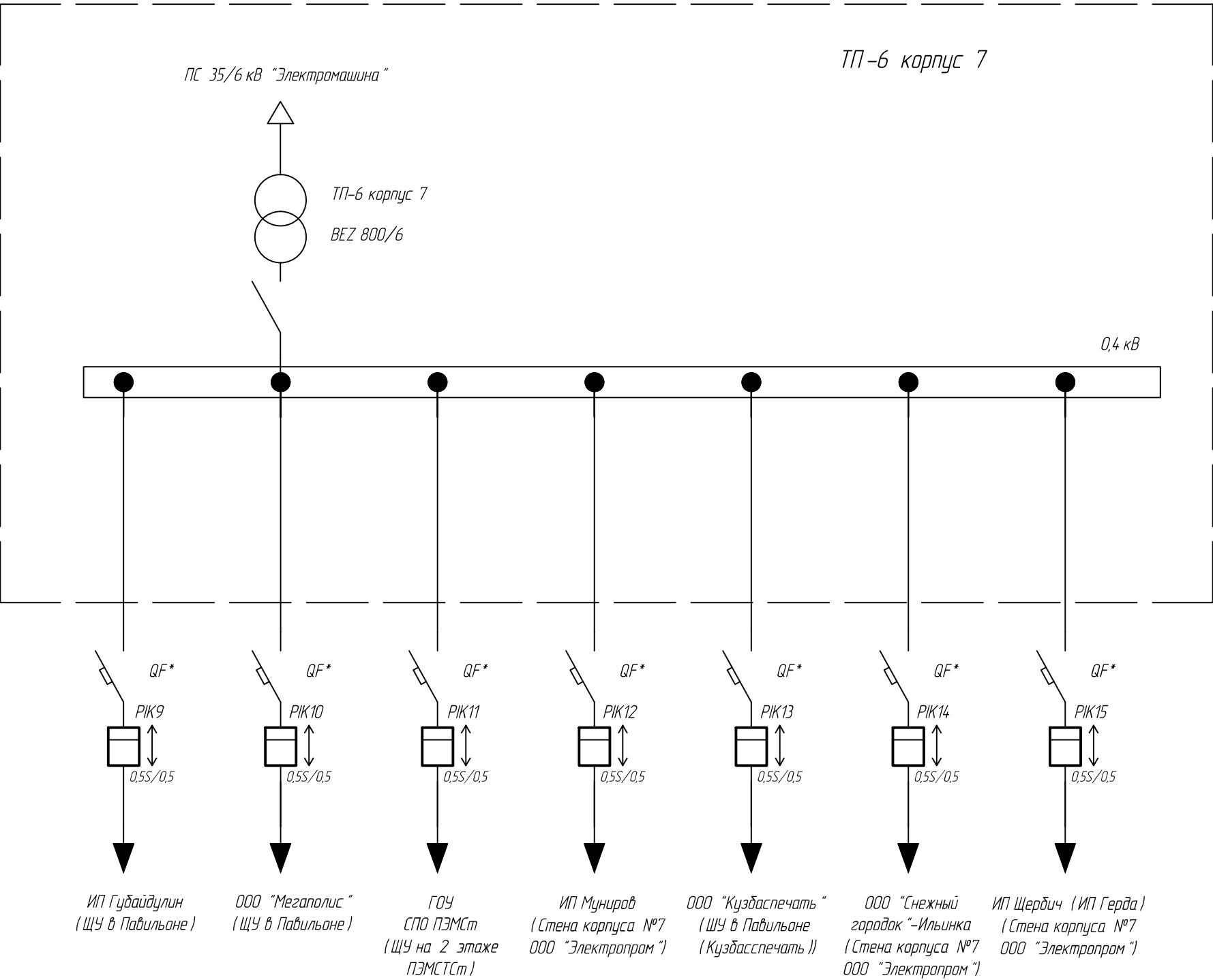
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – сервер уровня ИБК в данном проекте не предусматривается.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.С1					
---------------------------	--	--	--	--	--

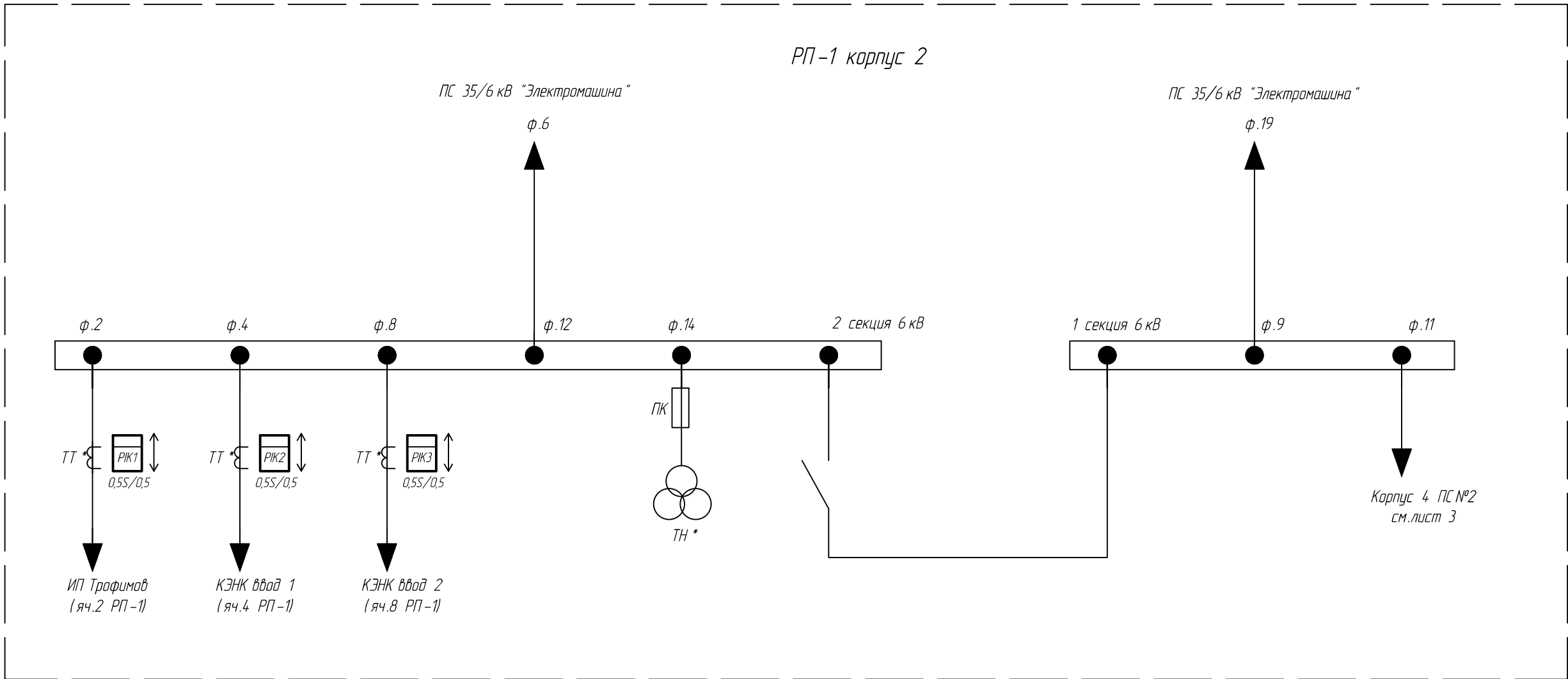
Лист
10



- 1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- 2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- 3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
- 4. * – существующее оборудование.

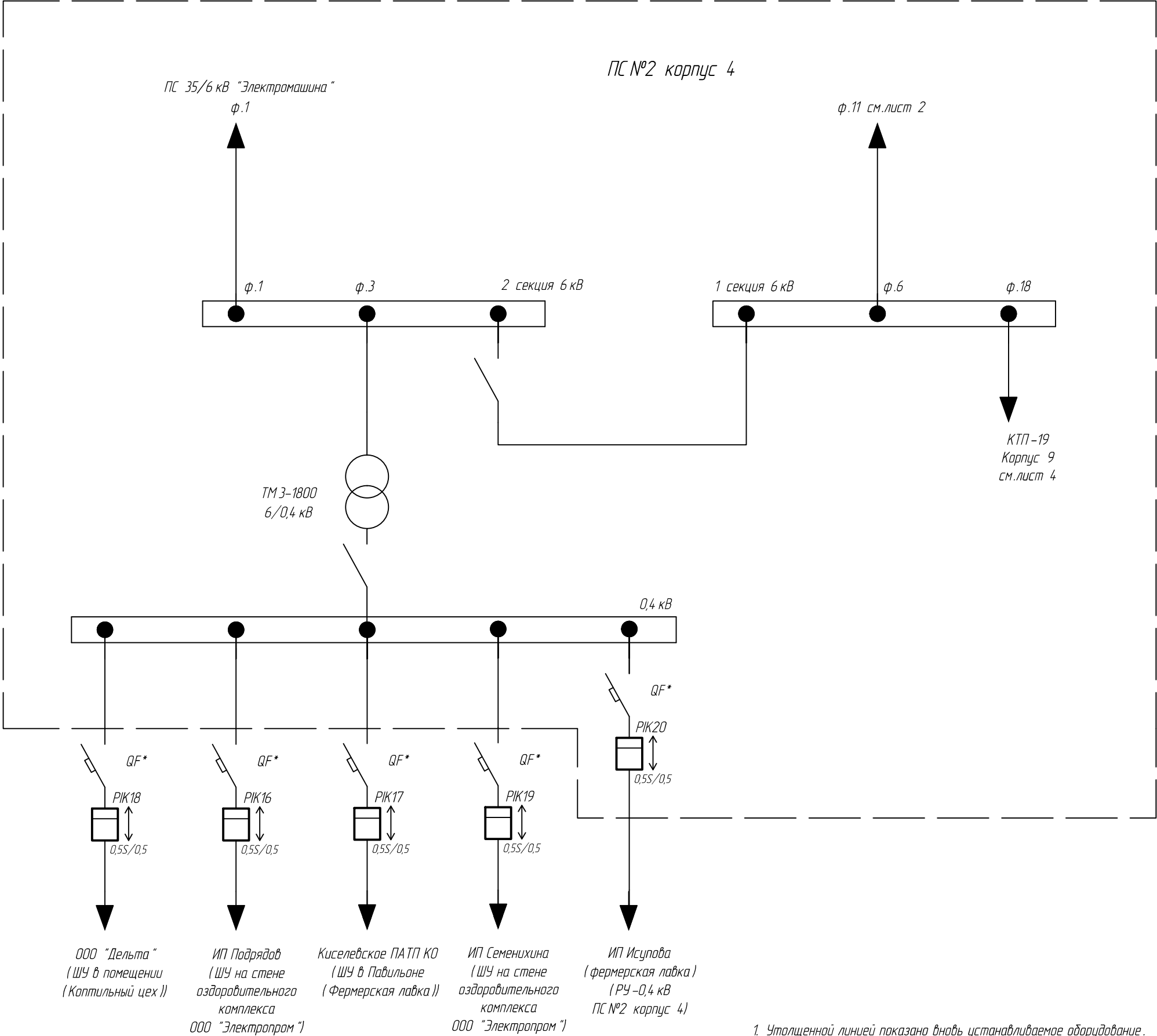
						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.18. РД.СБ			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК "			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка приборов учета для субабонентов	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	18
Провер.	Козлов				2020				
						Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех "		
Утв.	Савченко				2020				

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	



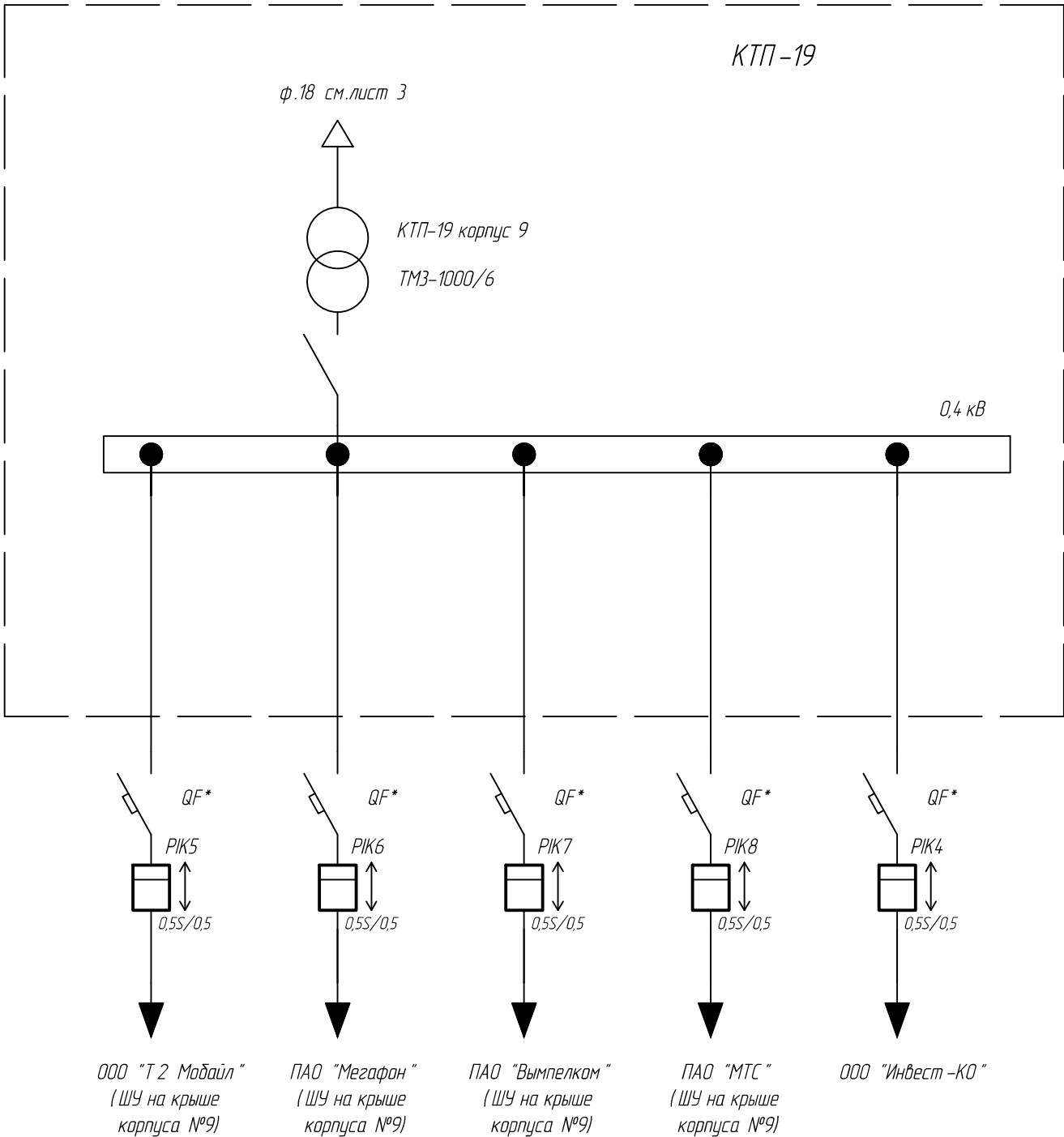
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
- * – существующее оборудование.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ	Лист
							2



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
4. * – существующее оборудование.

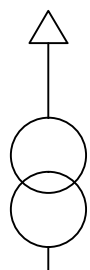
Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
- * - существующее оборудование.

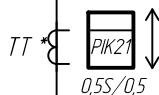
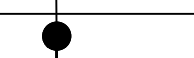
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ	Лист
							4
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ЗРУ – 6 кВ
ПС 35/6 кВ №1 Киселевская подрайонная



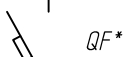
ТСН-2 ПС 35/6кВ №1 Киселевская подрайонная

0,4 кВ



ТТ

РПК21
0,55/0,5



QF*

РПК22
0,55/0,5

ВРУ – 0,4 кВ
ООО "Т 2 Модайл"

ООО "Т 2 Модайл"
(ШУ РУ – 0,4 кВ)

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
4. * – существующее оборудование.

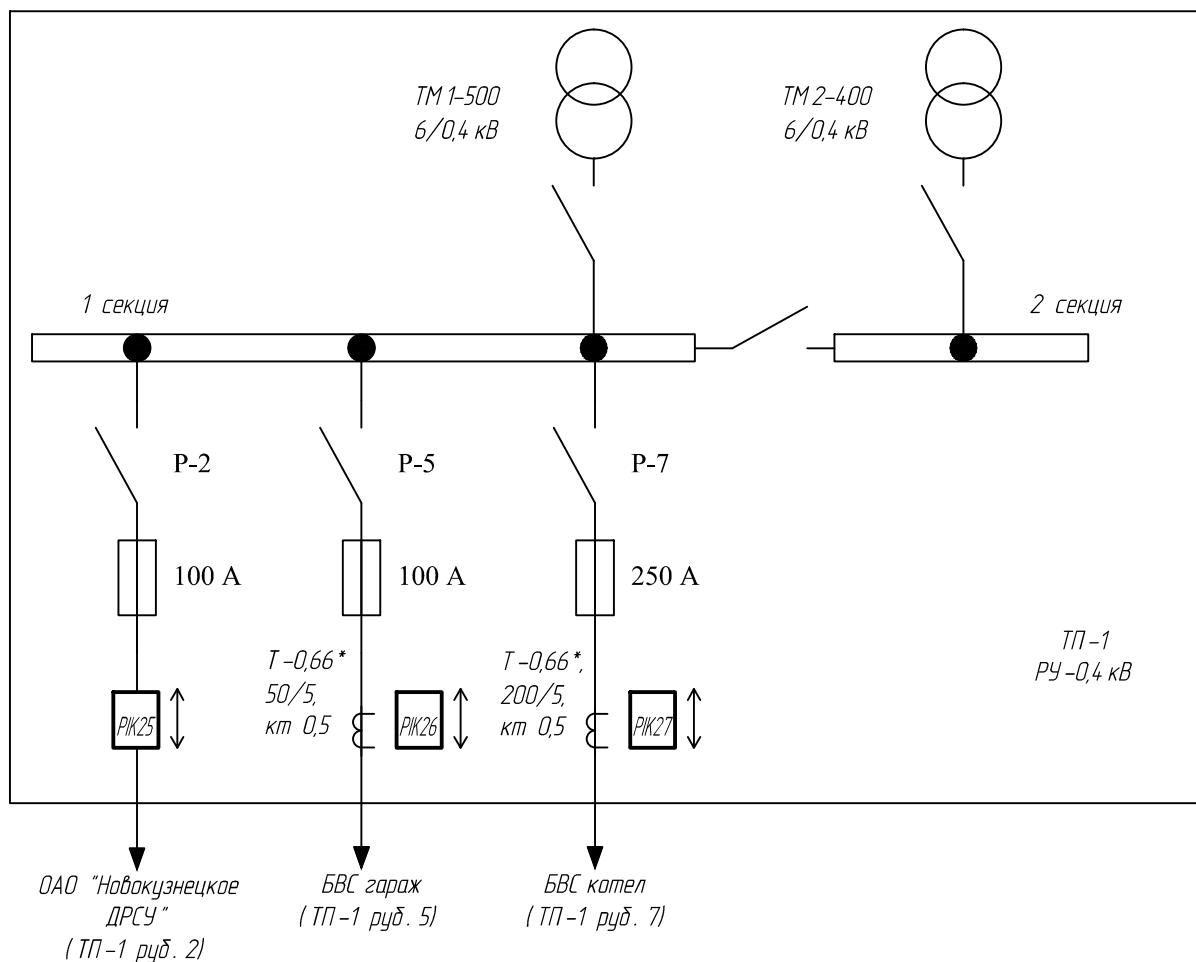
Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ

Лист

5



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
- * - данные по оборудованию отсутствуют. Перед монтажом приборов учета, убедиться в выполнении п.2 настоящего примечания.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

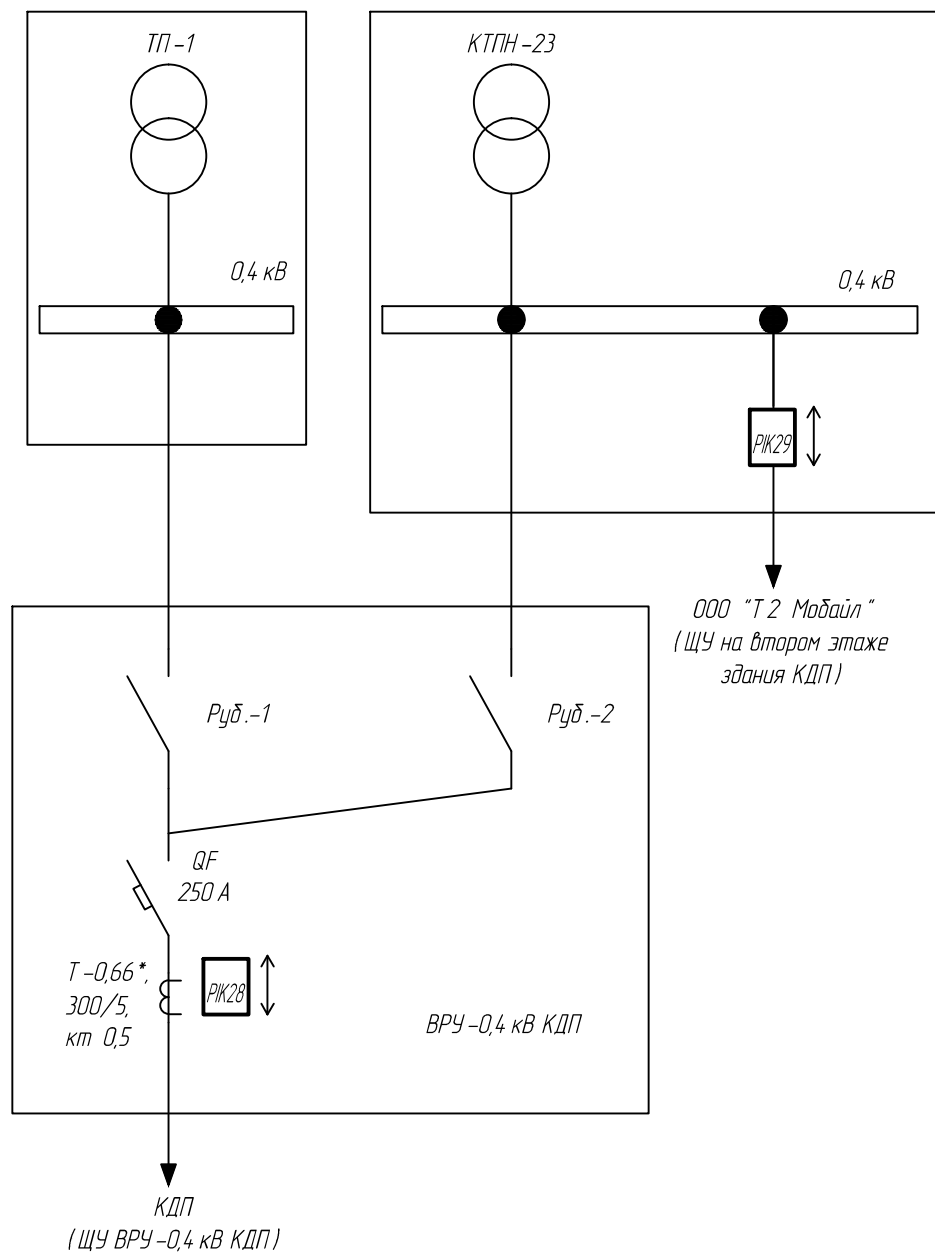
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ

Лист

7

Формат А4

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



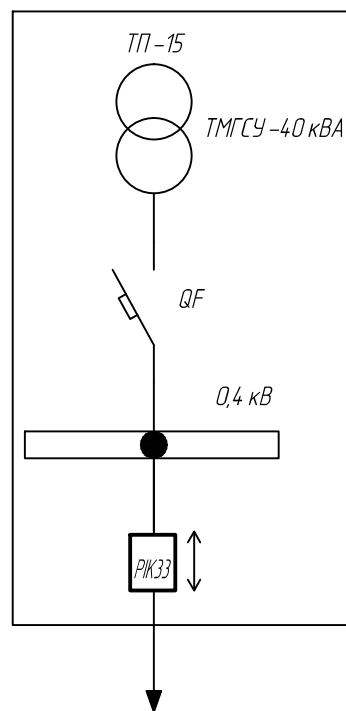
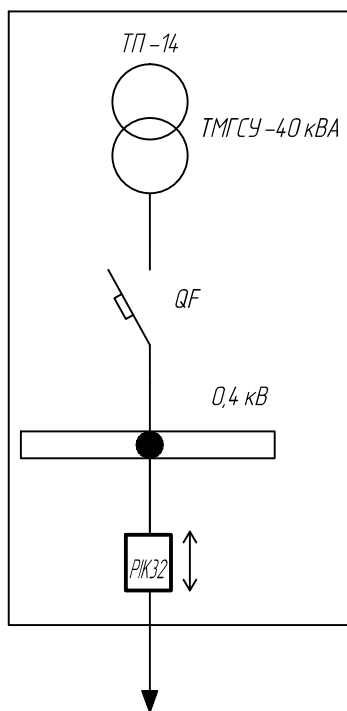
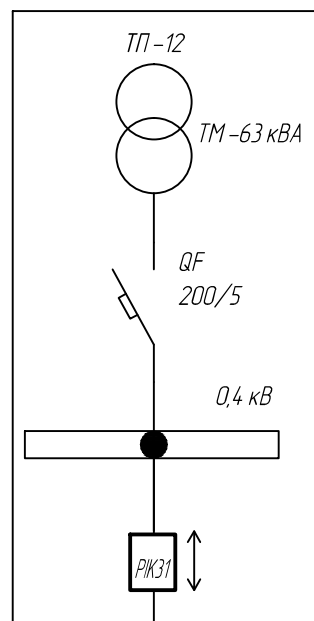
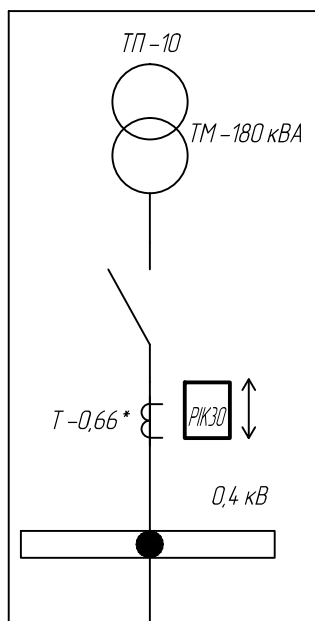
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
4. * - данные по оборудованию отсутствуют. Перед монтажом приборов учета, убедиться в выполнении п.2 настоящего примечания.

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ

Лист

8

Формат А4

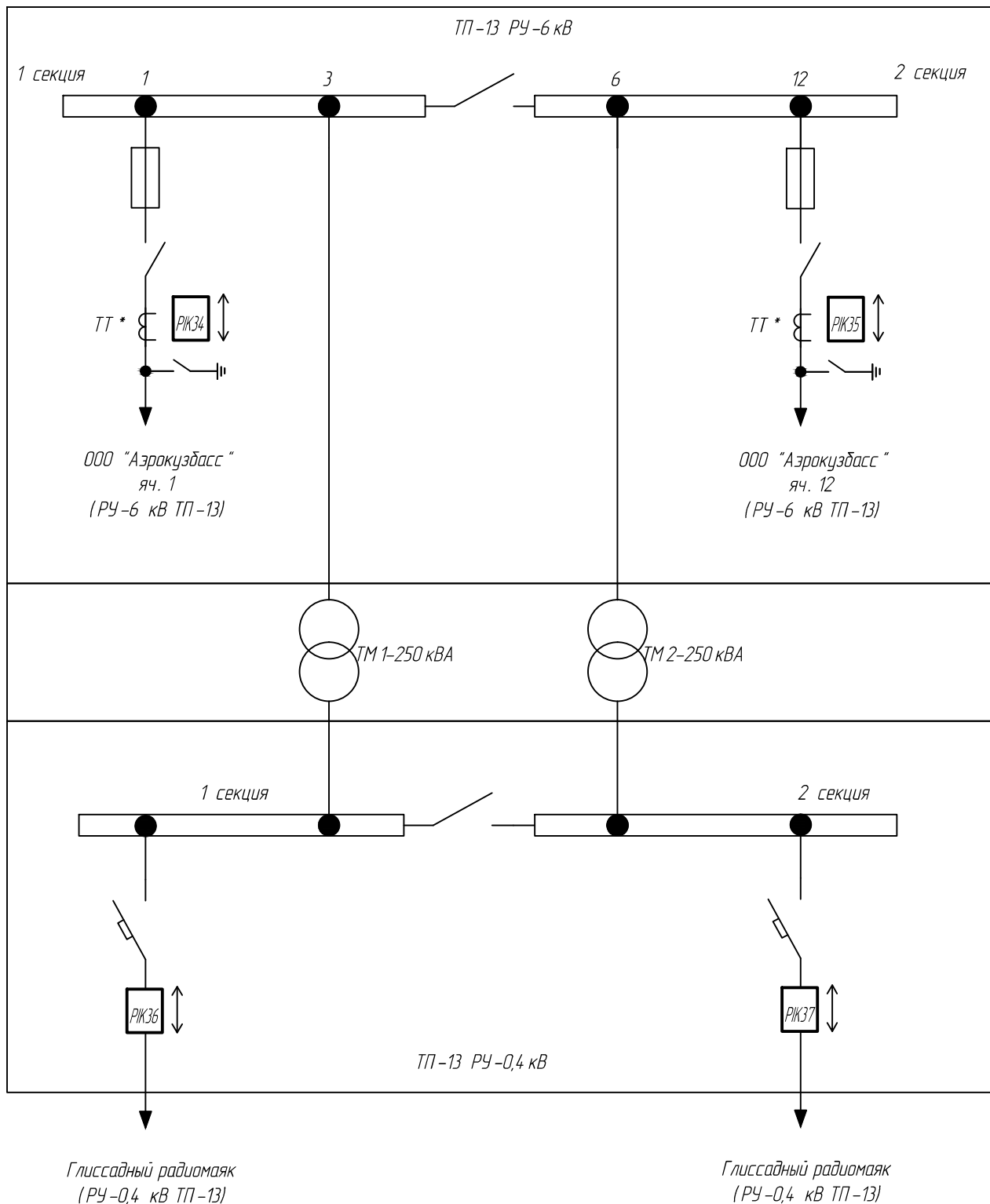


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
4. * - данные по оборудованию отсутствуют. Перед монтажом приборов учета, убедиться в выполнении п.2 настоящего примечания.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ

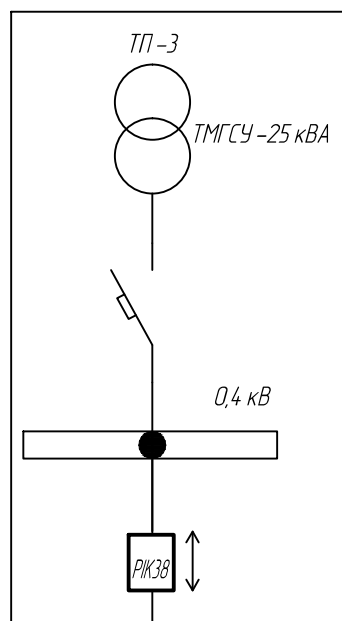


- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
- * - данные по оборудованию отсутствуют. Перед монтажом приборов учета, убедиться в выполнении п.2 настоящего примечания.

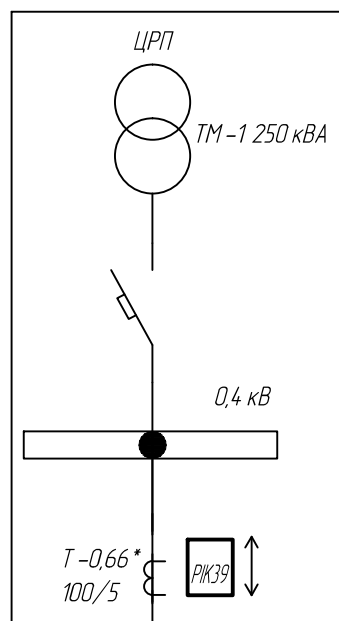
Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

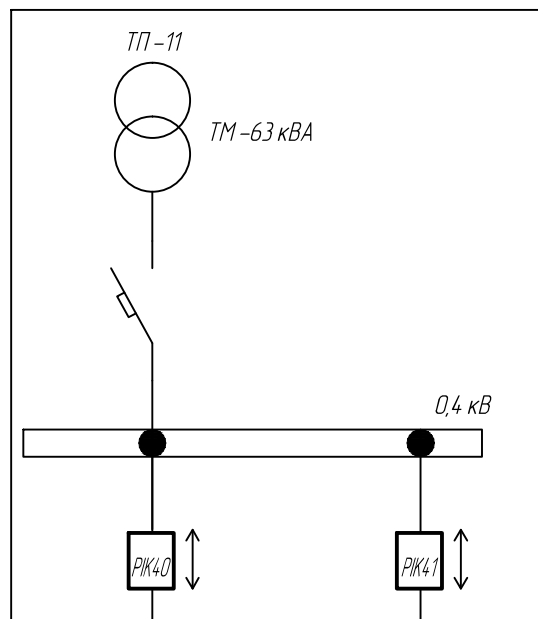
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ



Бытовое помещение
КРМ
(ЩУ от ТП-3)



ООО "Кустард"
(РУ-0,4 кВ ЦРП)



Курсовой радиомаяк
(КРМ-193)
(РУ-0,4 кВ ТП-11)

Курсовой радиомаяк
(КРМ-193)
(РУ-0,4 кВ ТП-11)

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
4. * - данные по оборудованию отсутствуют. Перед монтажом приборов учета, убедиться в выполнении п.2 настоящего примечания.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

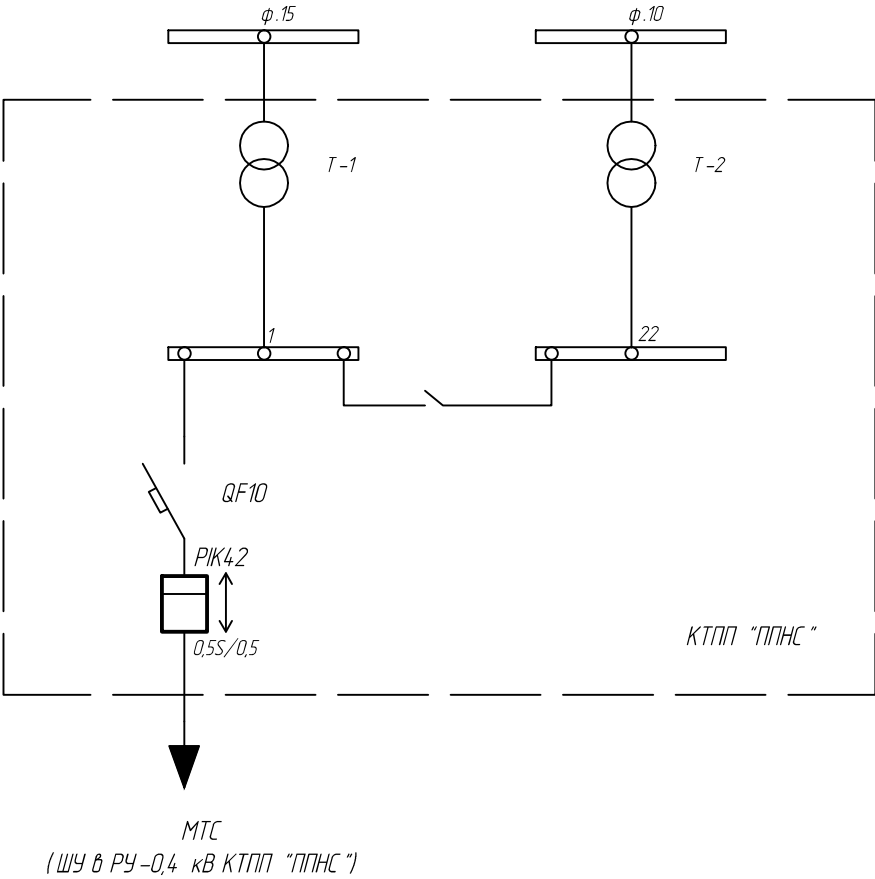
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ

Лист

11

Формат А4

ПС -818 "Костромовская" 110/6,3/6,6 кВ

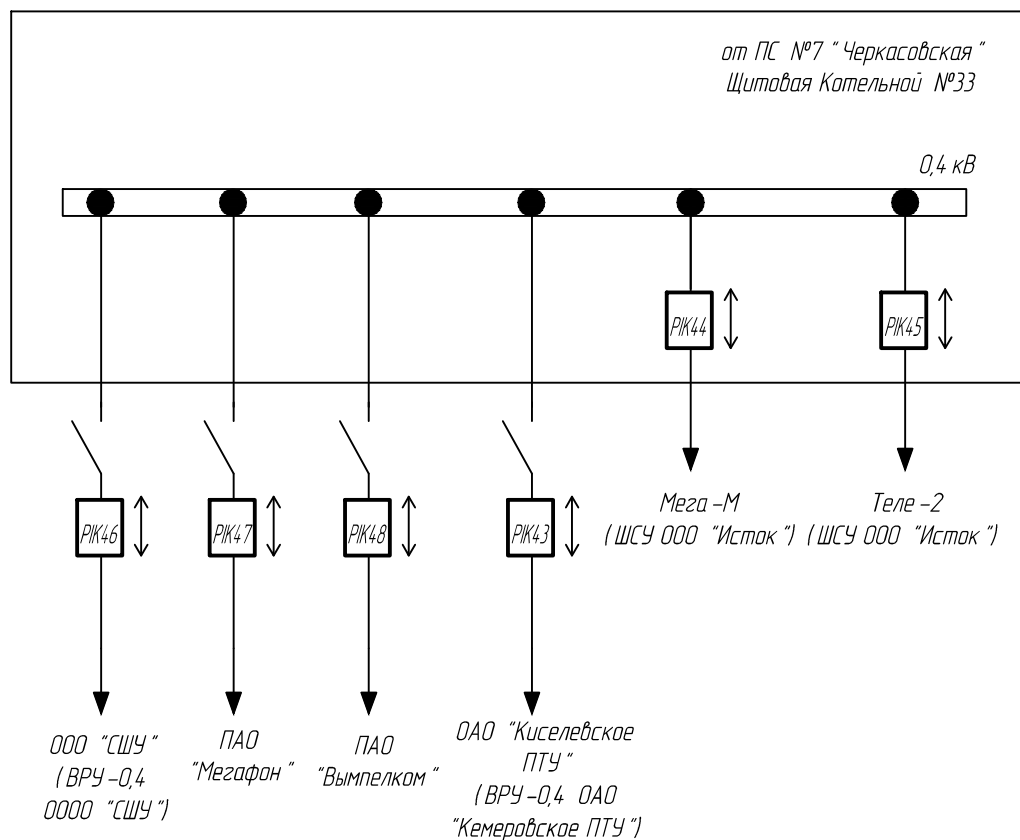


Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ

Лист
12



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол. уч.	Лист
№ док.	Подп.	Дата

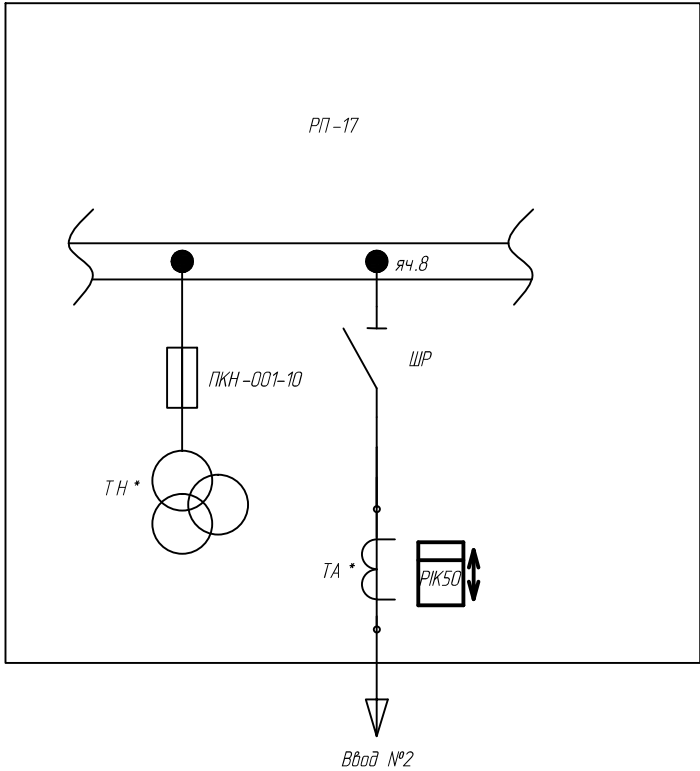
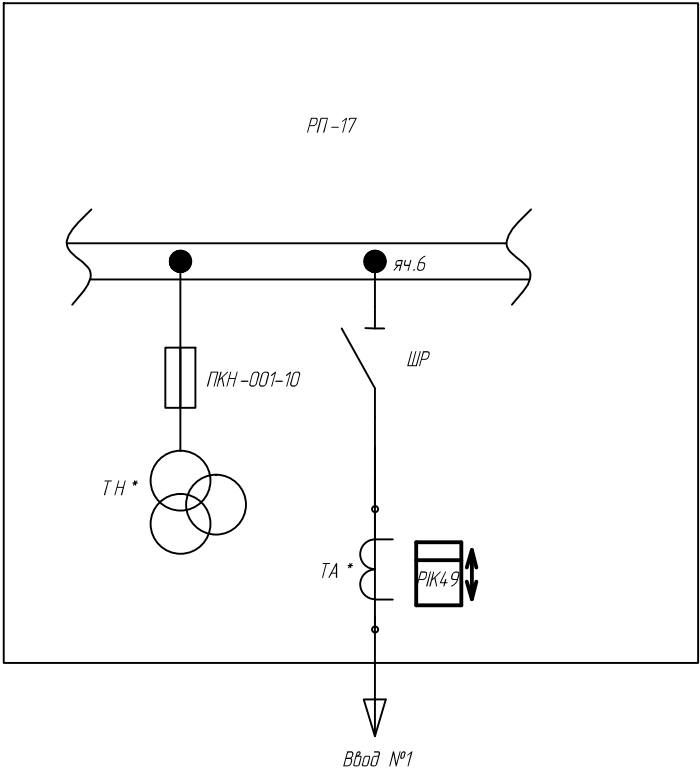
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ

Лист

13

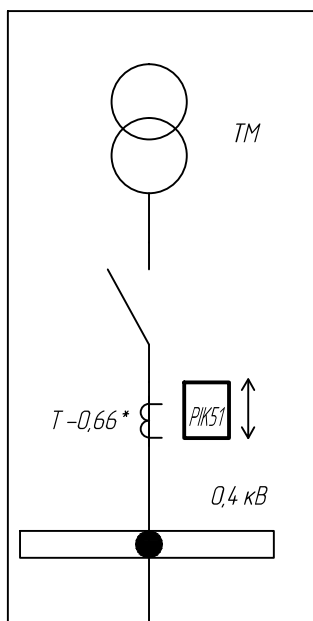
Формат А4

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инд. №

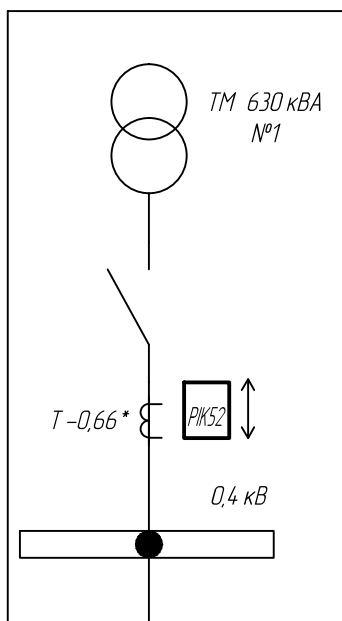


Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

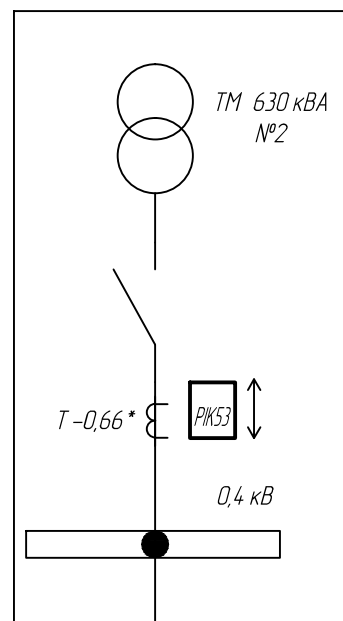
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ



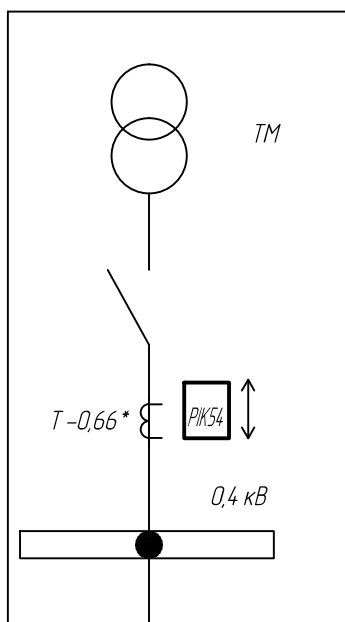
ООО "ОФ Тайдинская"



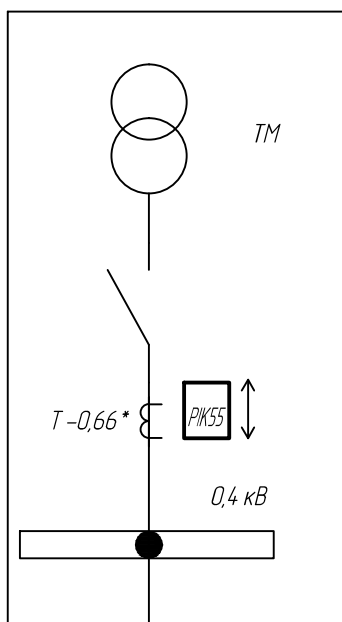
ООО "ММЗ"



ООО "ММЗ"



ООО "ПУМ"



Журба А.В.

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
4. * - данные по оборудованию отсутствуют. Перед монтажом приборов учета, убедиться в выполнении п.2 настоящего примечания.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

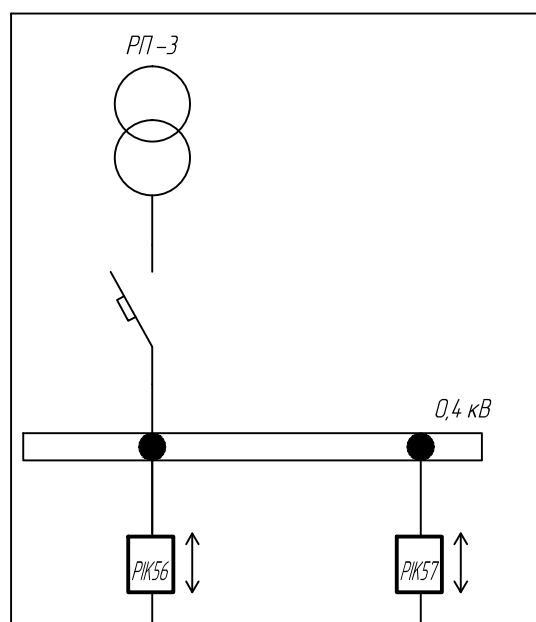
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ

Лист

15

Формат А4



ООО "Т2 Модайл"
(Щит 0,4 кВ
ремонтный цех ИП
Терентьева)

ПАО "Вымпелком"
(Щит 0,4 кВ
ремонтный цех ИП
Терентьева)

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
4. * – данные по оборудованию отсутствуют. Перед монтажом приборов учета, убедиться в выполнении п.2 настоящего примечания.

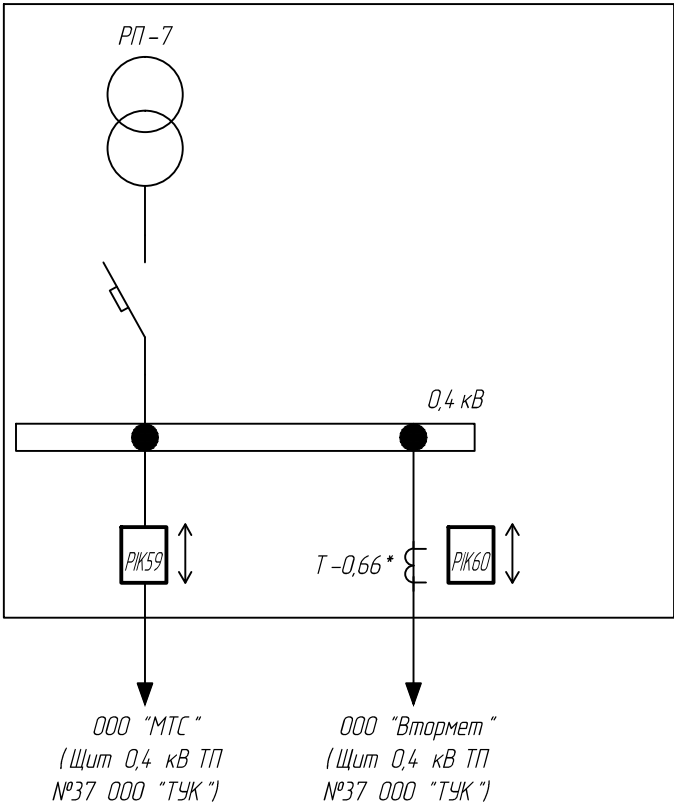
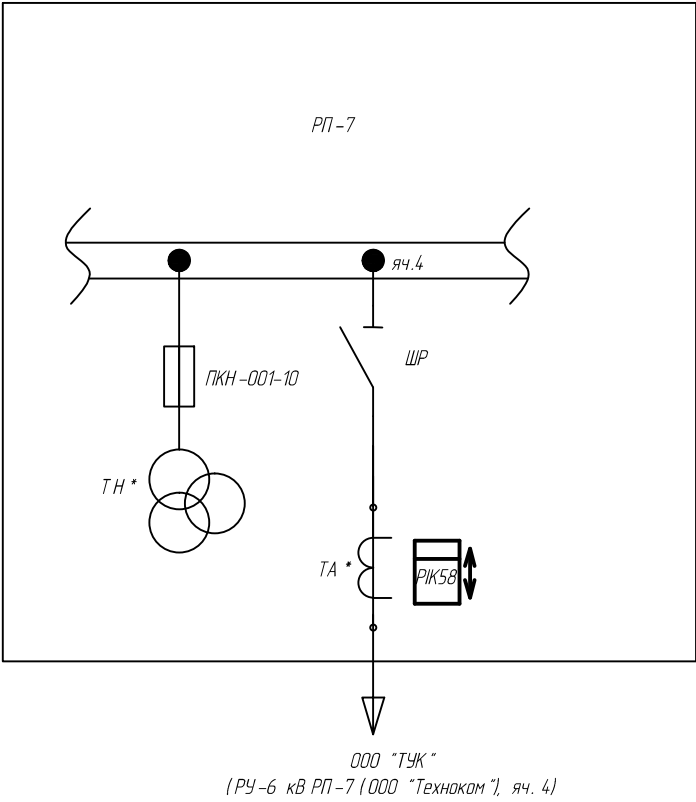
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ

Лист

16



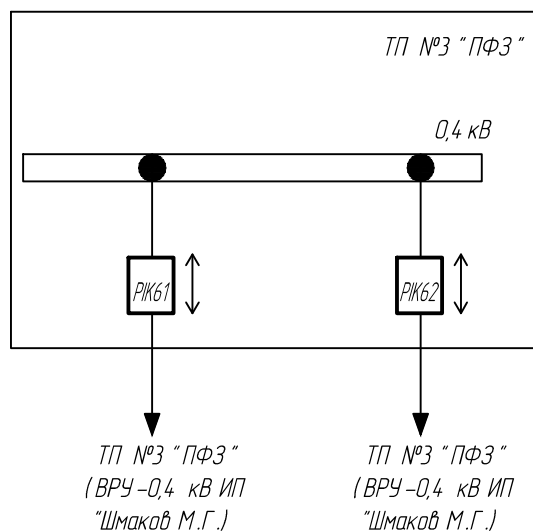
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
4. * - данные по оборудованию отсутствуют. Перед монтажом приборов учета, убедиться в выполнении п.2 настоящего примечания.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ

Лист
17



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
4. * – данные по оборудованию отсутствуют. Перед монтажом приборов учета, убедиться в выполнении п.2 настоящего примечания.

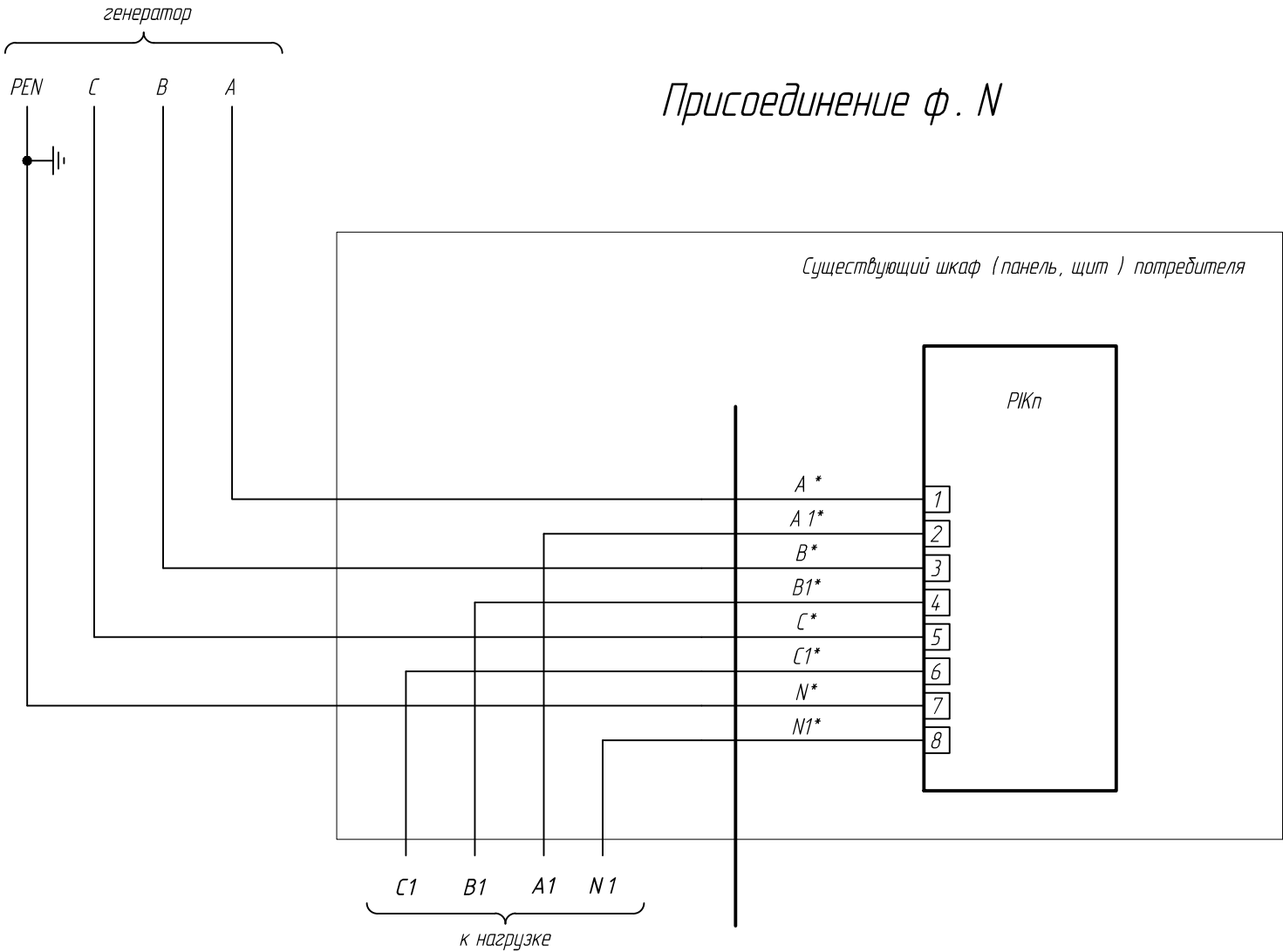
Инв. № подл.	Подпись и дата					Взам. инв. №				
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СБ				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
										Лист
										18

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



Существующее оборудование потребителя

По разрабатываемому проекту АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.18.РД)

Таблица применения

Наименование присоединения, N	РИК п	Питающая ПС
ООО "Инвест -КО"	4	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
ПАО "Мегафон"	6	
ПАО "Вымпелком"	7	
ПАО "МТС"	8	
ИП Гудайдулин	9	
ООО "Мегаполис"	10	
ГОУ СПО ПЭМСт	11	
ИП Муниров	12	
ООО "Кузбаспечать"	13	
ООО "Снежный городок -Ильинка"	14	
ИП Щербич	15	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
ИП Семенихина	19	
ИП Исупова	20	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** – существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.18. РД.С 5						
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК "						
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка приборов учета для субабонентов			Стадия	Лист	Листов	
Разраб.	Логашева				2020				Р	1	8	
Провер.	Козлов				2020							
						Схема подключения			ООО "Инэнерготех "			
Утв.	Савченко				2020							

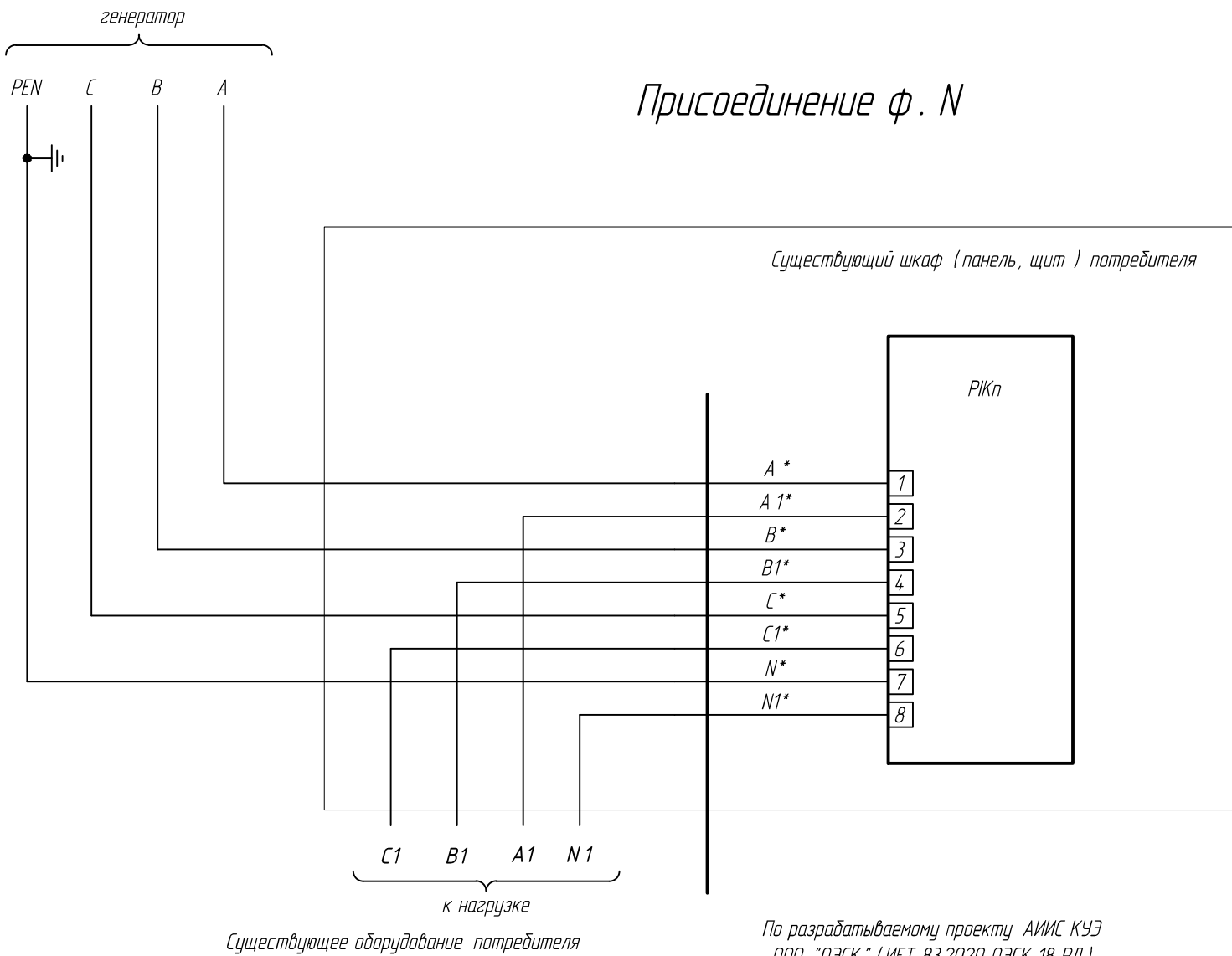


Таблица применения

Наименование присоединения, N	PIK n	Питающая ПС
ОАО "Новокузнецкое ДРСУ"	25	ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"
ООО "Т 2 мобайл"	29	
Обзорный радиолокатор (ОРЛ-А +АРП)	31	
БПРМ-193	32	
ДПРМ-193	33	
Глиссадный радиомаяк	36	
Глиссадный радиомаяк	37	
Бытовое помещение КРМ	38	
Курсовой радиомаяк (КРМ-193)	40	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасовская "
Курсовой радиомаяк (КРМ-193)	41	
МТС	42	
Мега-М	44	
Теле-2	45	ПС 110/6 кВ "Машзавод "
ООО "СШУ"	46	
ООО "Т 2 Мобайл"	56	
ПАО "Вымпелком"	57	ТП №3 "ПФЗ"
ООО "МТС"	59	
ТП №3 "ПФЗ"	61	
ТП №3 "ПФЗ"	62	ТП №3 "ПФЗ"

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
- Схему подключения счетчика Фобас см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Присоединение ф. N

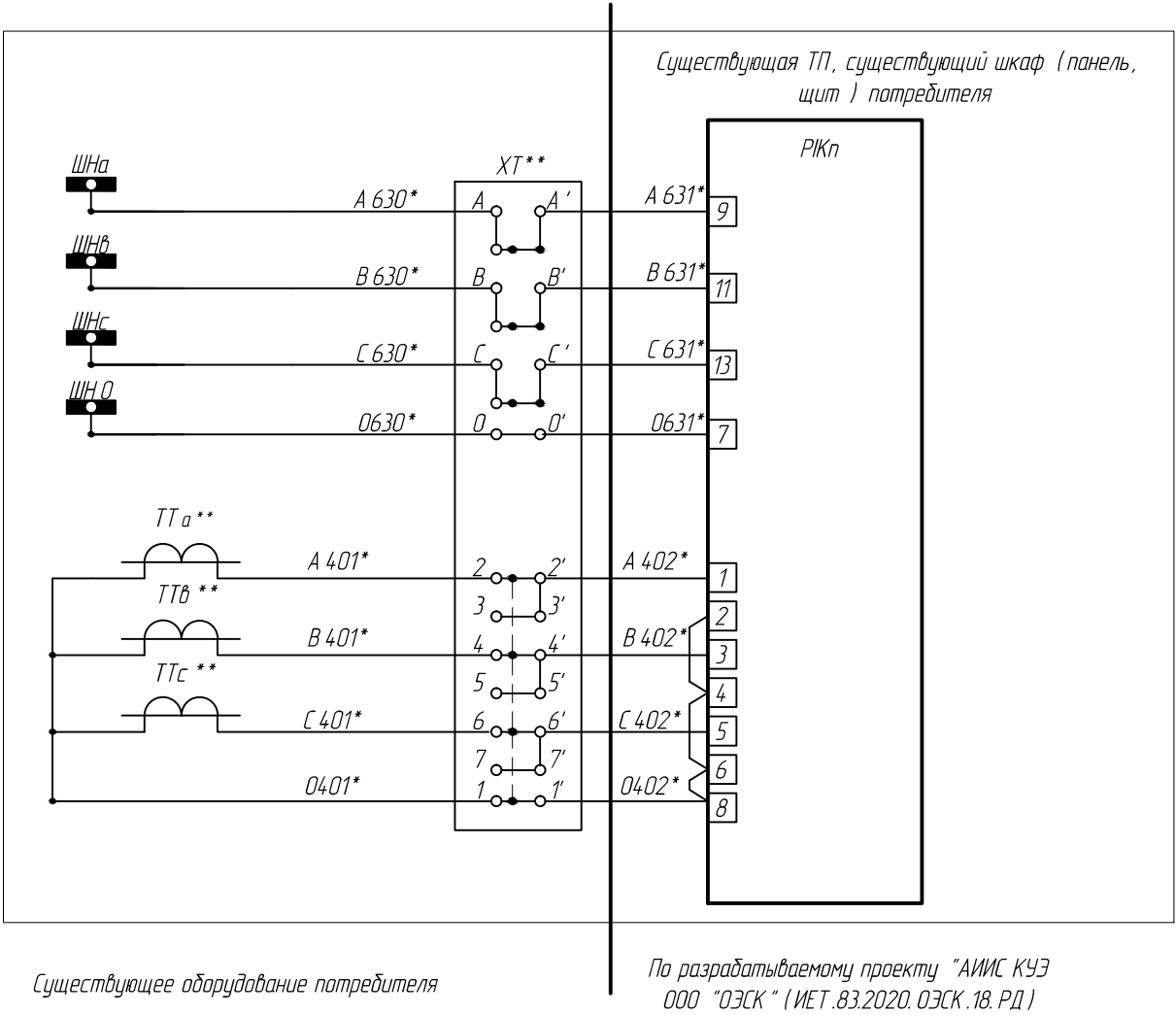


Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	Р/К п	Питающая ПС
ООО "Участок коксовый"	21	ПС 35/6 кВ №1 "Киселевская подрайонная"
ИП Маляров	24	ПС 35/6 кВ №13 "ш. Краснокаменная"
БВС гараж	26	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"
БВС котел	27	
КДП	28	
Обзорный радиолокатор (ОРЛ-Т +ПРЦ)	30	
ООО "Кустард"	39	
ООО ОФ "Тайдинская"	51	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2
ООО "ММЗ"	52	
ООО "ММЗ"	53	
ООО "ПЧМ"	54	
Журба А.В.	55	
ООО "Втормет"	60	ПС 110/6 кВ "Машзавод"

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Присоединение ф. N

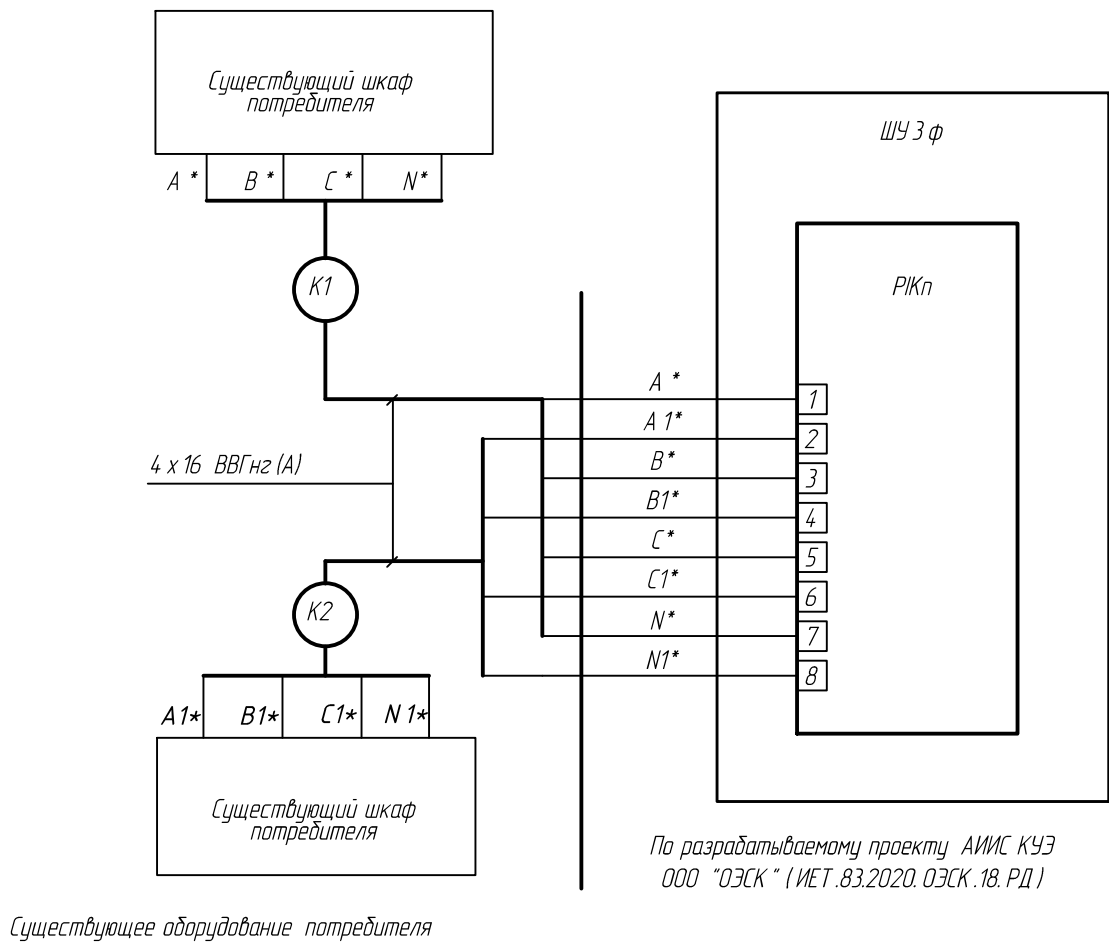


Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	Р/К п	Питающая ПС
ООО "Т 2 мобайл"	5	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
ИП Подрядов (ООО "Ореон")	16	
Киселевское ПАТП КО	17	
ООО "Дельта"	18	
ООО "Т 2 мобайл"	22	ПС 35/6 кВ №1 "Киселевская подрайонная"
ПАО "Мегаон"	47	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасовская"
ПАО "Вымпелком"	48	

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Присоединение ф. N

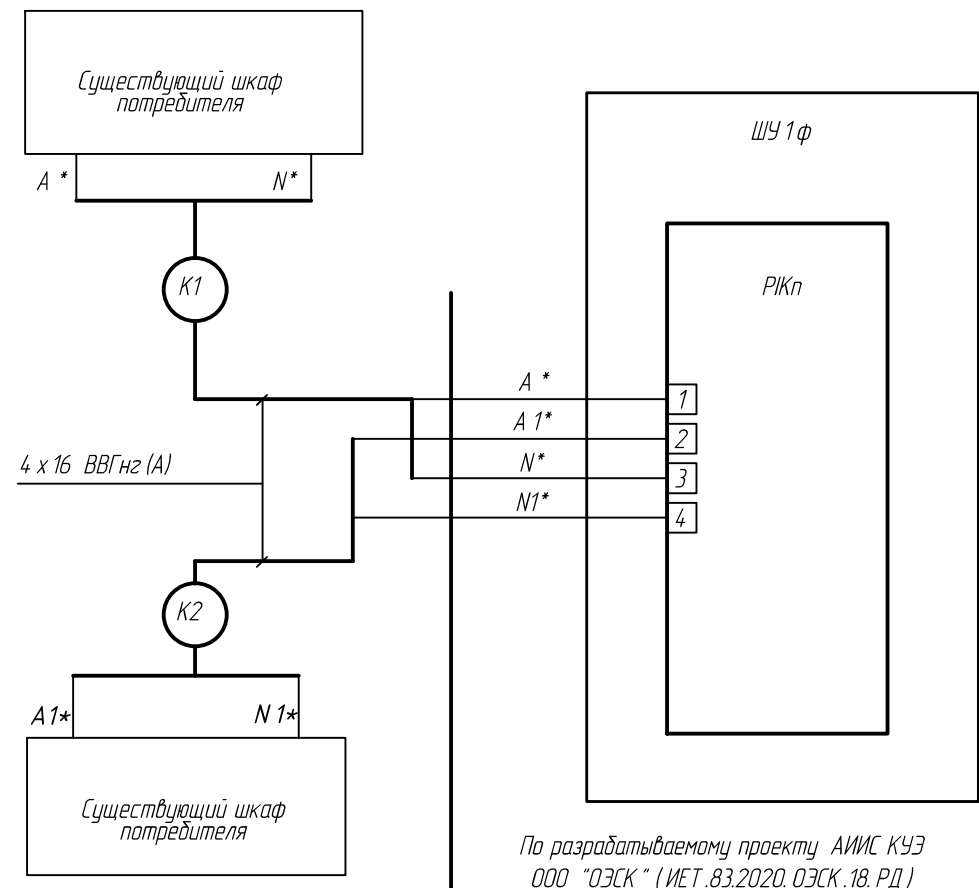


Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РК п	Питающая ПС
ОАО "Киселевское ПТУ"	43	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасская"

По разрабатываемому проекту АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.18.РД)

Существующее оборудование потребителя

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
- Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						ИЕТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С5	Лист
							5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Присоединение ф. N

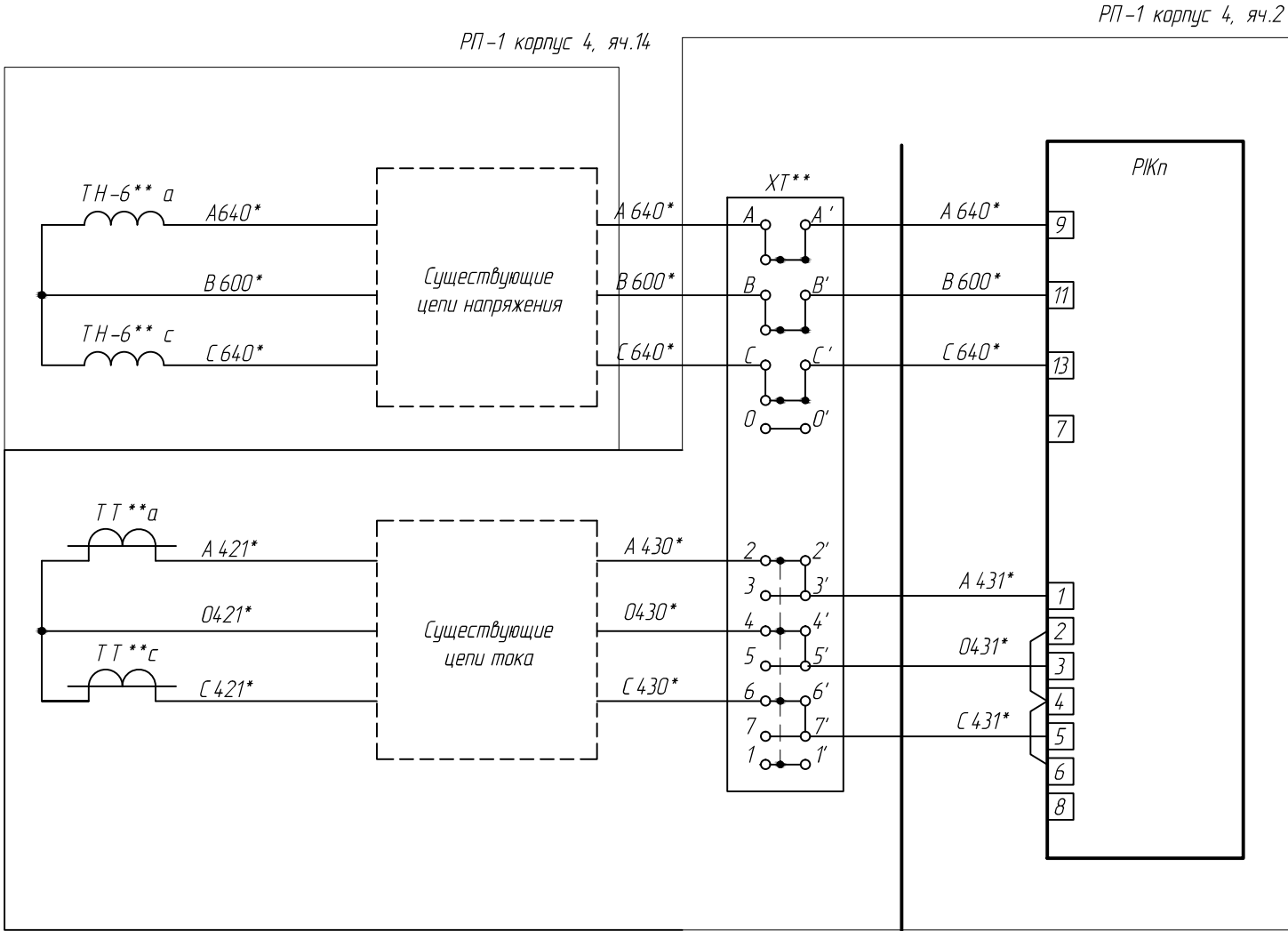


Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РІК п	Питающая ПС
ИП Трафимов	1	ПС 35/6 кВ "Электромашина"

Существующее оборудование потребителя

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.18.РД)

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** – существующее оборудование.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С5	Лист
							6

Присоединение ф. N

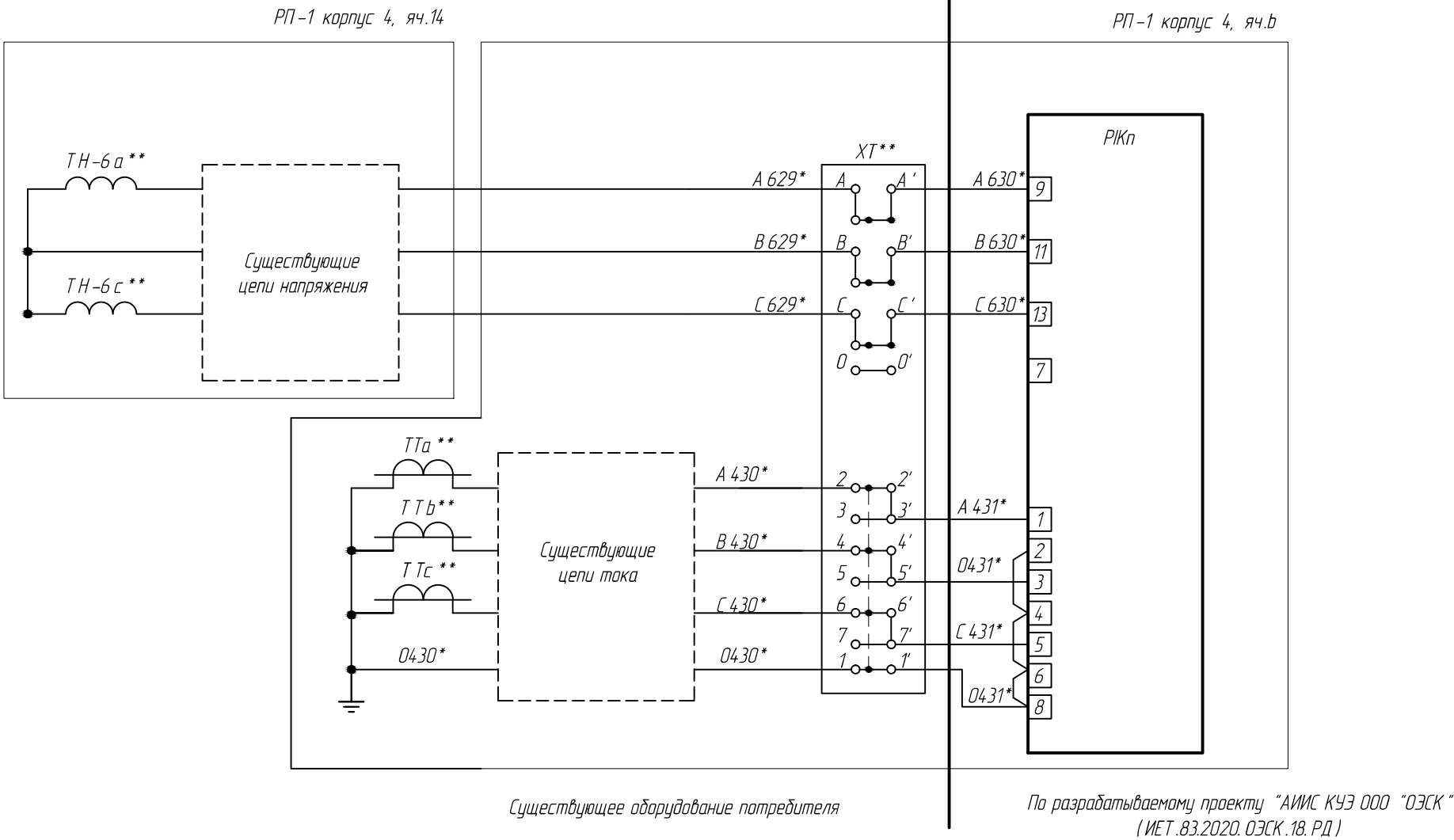


Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РП-1 корпус 4, яч. б	РК п	Питающая ПС
КЭНК Ввод 1	4	2	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
КЭНК Ввод 2	8	3	ПС 35/6 кВ "Электромашина"

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** - существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобас см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инд. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Присоединение ф. N

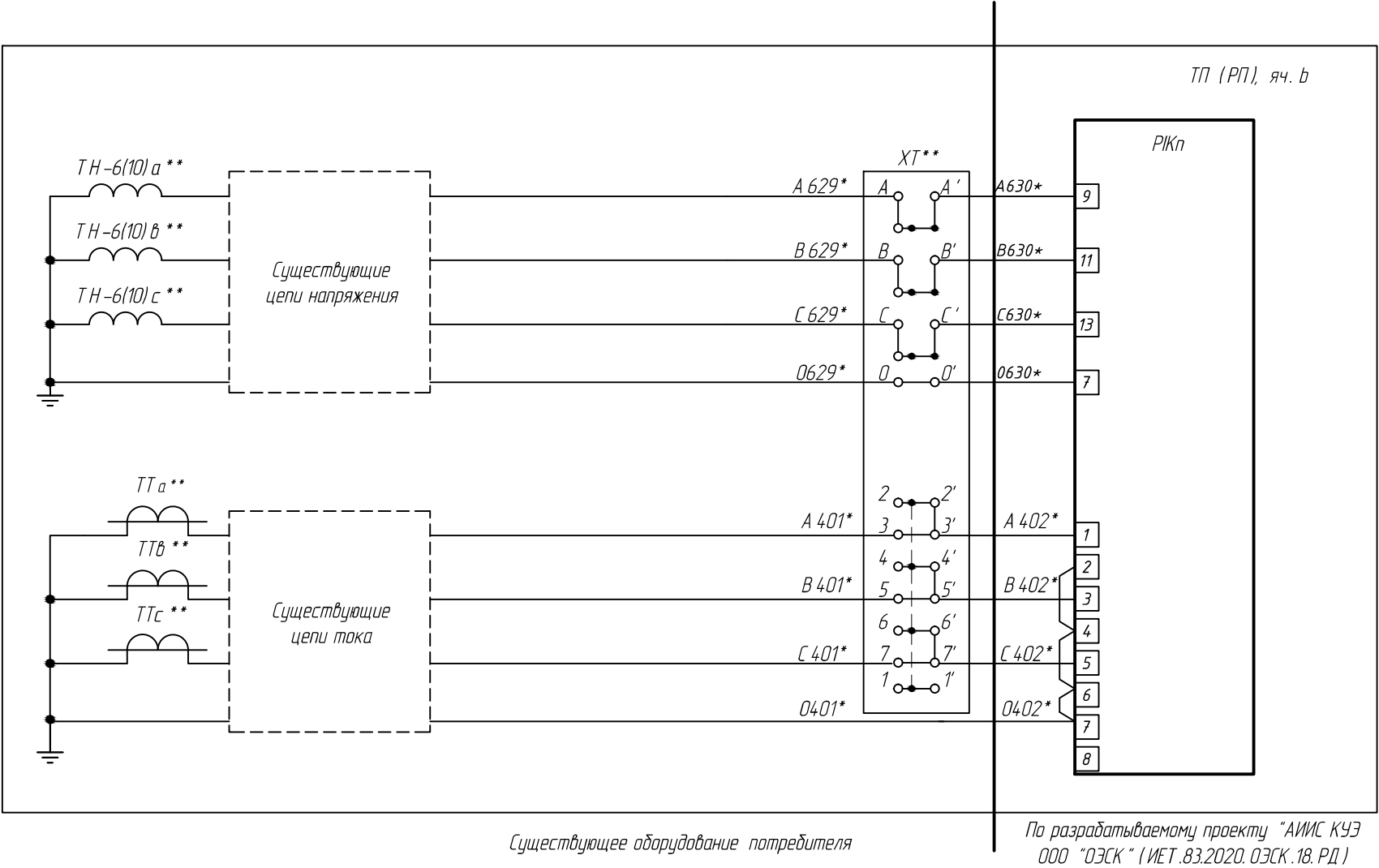


Таблица применения

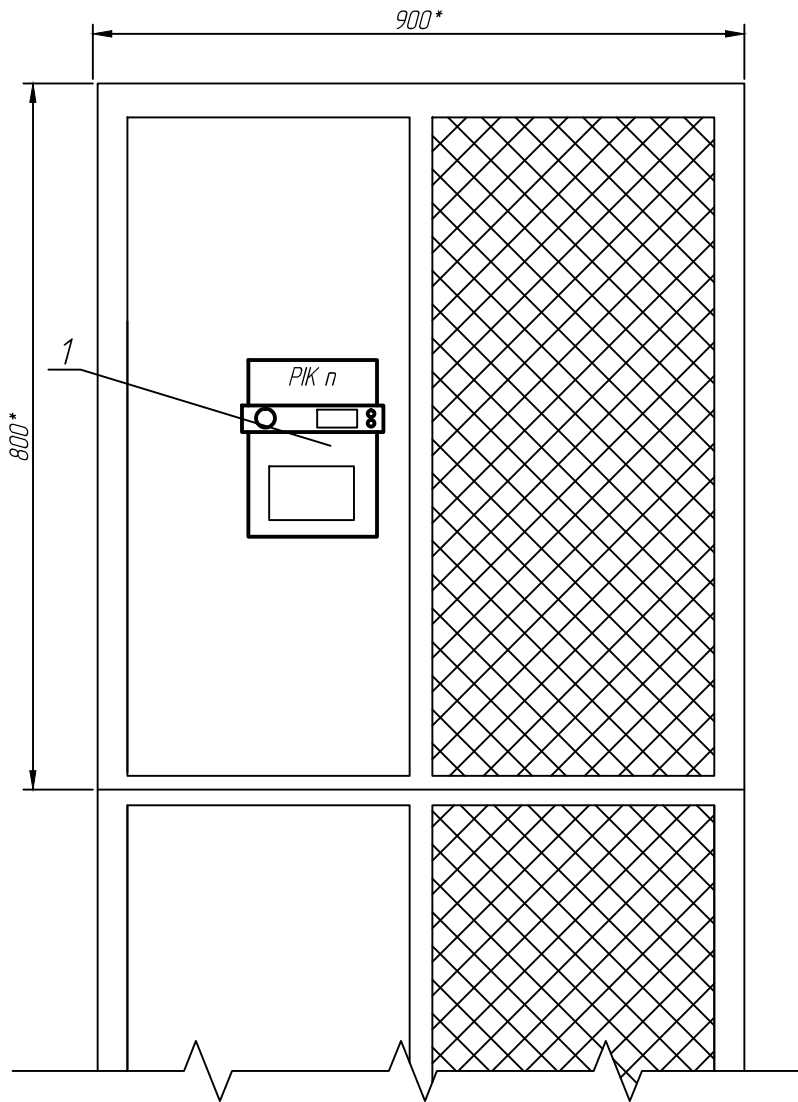
Наименование присоединения, ф.N	яч.b	РИК n	Питающая ПС	Примечание
ООО "Аэрокузбасс"	ТП-13, яч.1	34	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"	Схему подключения определить при монтаже
ООО "Аэрокузбасс"	ТП-13, яч.12	35		Схему подключения определить при монтаже
РП-17, яч.6 (ф.6-6 А)	РП-17, яч.6	49	ф.6-6 А	Схему подключения определить при монтаже
РП-17, яч.8 (ф.6-18 А)	РП-17, яч.8	50	ф.6-18 А	Схему подключения определить при монтаже
ООО "ТУК"	РП-7, яч.4	58	ПС 110/6 кВ "Машзавод"	Схему подключения определить при монтаже

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С5

Чертеж установки счетчика электрической энергии
РП-1 корпус 4, ф. N



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РИК n	Счетчик электроэнергии Фобас -3 Т с GSM модемом УСД-3 (57,7 В)	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

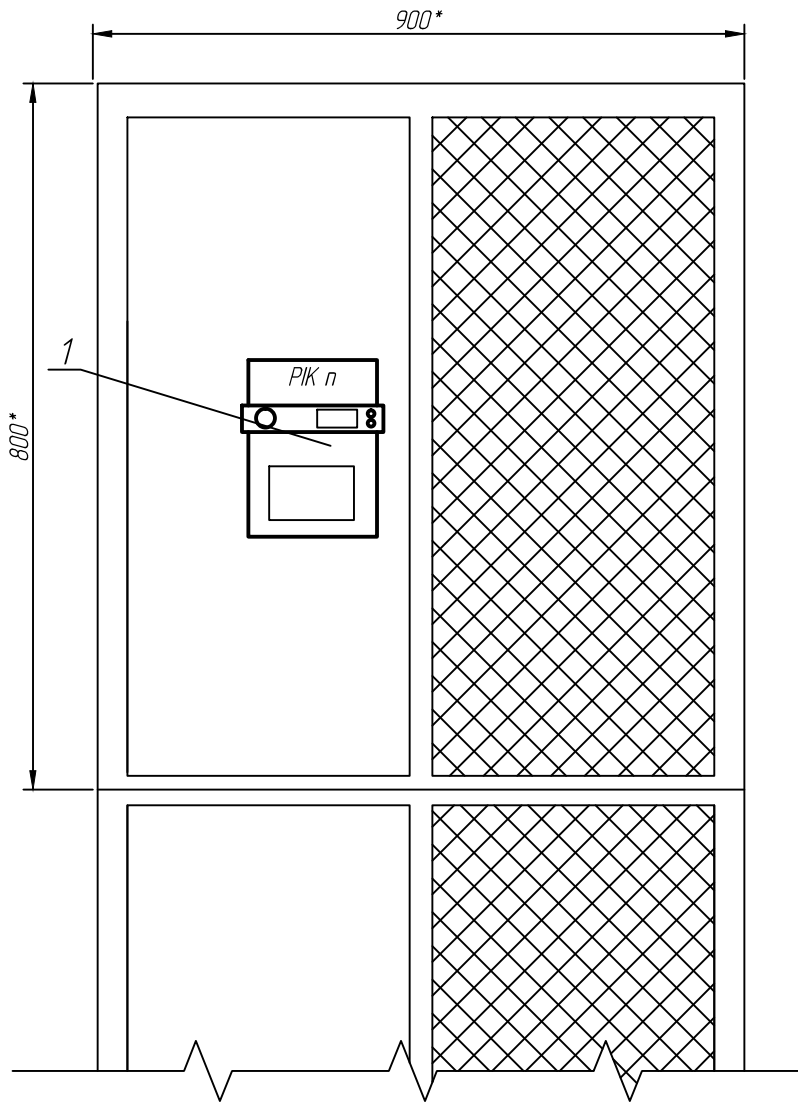
Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РИК n	Место установки	Питающая ПС
ИП Трофимов	1	ООО "Электропром" РП-1 яч. 2	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
КЭНК ввод 1	2	ООО "Электропром" РП-1 яч. 4	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
КЭНК ввод 2	3	ООО "Электропром" РП-1 яч. 8	ПС 35/6 кВ "Электромашина"

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобас см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
6. Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СА		
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка приборов учета для субабонентов	Стадия	Лист
Разраб.		Логашева			2020		Р	1
Провер.		Козлов			2020	Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"	
Утв.		Савченко			2020			

Чертеж установки счетчика электрической энергии
РП-1 корпус 4, ф. N



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК n	Счетчик электроэнергии Фобос -3 Т с GSM модемом УСД-3	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РК n	Место установки	Питающая ПС
ИП Трофимов	1	ООО "Электропром" РП-1 яч. 2	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
КЭНК ввод 1	2	ООО "Электропром" РП-1 яч. 4	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
КЭНК ввод 2	3	ООО "Электропром" РП-1 яч. 8	ПС 35/6 кВ "Электромашина"

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
6. Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.18. РД.СА				
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК "				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Установка приборов учета для субабонентов		Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020			Р	1	24
Провер.		Козлов			2020	Чертеж установки технических средств		ООО "Инэнерготех "		
Утв.		Савченко			2020					

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РКп	Счетчик электроэнергии Фобос -3 с GSM модемом УСД -3	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16	3	

Присоединение N

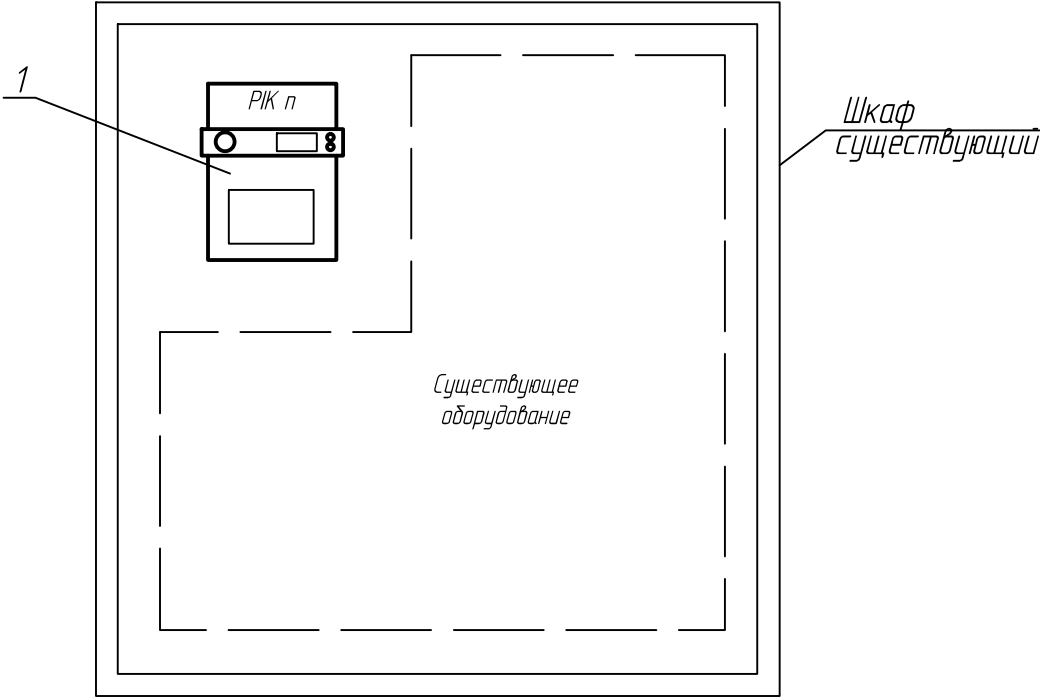


Таблица применения

Наименование присоединения, N	РКп n	Место установки	Питающая ПС
ИП Гудайдулин	9	ЩУ в Павильоне	ПС 35/6 кВ "Электромашина "
ООО "Мегаполис "	10	ЩУ в Павильоне	ПС 35/6 кВ "Электромашина "
ГОУ СПО ПЭМСТ	11	ЩУ на 2 этаже ПЭМСТ	ПС 35/6 кВ "Электромашина "
ПАО "Вымпелком "	7	ЩУ на крыше корпуса №9	ПС 35/6 кВ "Электромашина "

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 5.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СА

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/Кп	Счетчик электроэнергии Фобос-3 с GSM модемом УСД-3	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Присоединение N

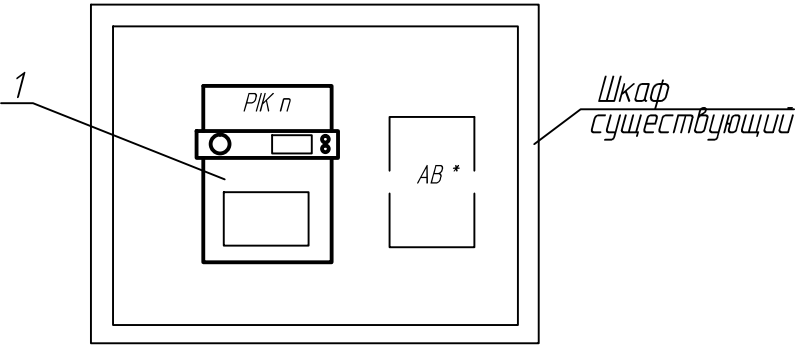


Таблица применения

Наименование присоединения, N	Р/К п	Место установки	Питающая ПС
ООО "Кузбасспечать"	13	ШУ в Павильоне (Кузбасспечать)	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
ПАО "Мегафон"	6	ШУ на крыше корпуса №9	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
ООО "МТС"	59	Щит 0,4 кВ ТП №37 ООО "ТУК"	ПС 110/6 кВ "Машзавод"

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.
- * - существующее оборудование.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С.5.

Взам. инв. №		ПАО "Мегафон"						6	ЩУ на крыше корпуса №9	ПС 0,4/0 кВ "Электромашина"	
		ООО "МТС"						59	Щит 0,4 кВ ТП №37 ООО "ТУК"	ПС 110/6 кВ "Машзавод"	
Подпись и дата		<p>1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.</p> <p>2. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.</p> <p>3. Точное место установки определить при монтаже.</p> <p>4. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.</p> <p>5. Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.</p> <p>6. * - существующее оборудование.</p> <p>7. Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С.5.</p>									
								ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СА			Лист
Инв. № подл.											
		Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/Кп	Счетчик электроэнергии Фобос -3 с GSM модемом УСД -3	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16	3	

Присоединение N

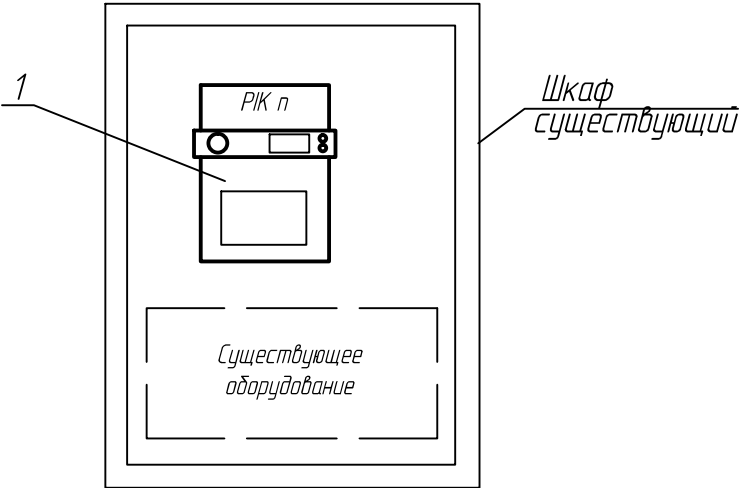


Таблица применения

Наименование присоединения, N	Р/К п	Место установки	Питающая ПС
ПАО "МТС"	8	ЩУ на крыше корпуса №9	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
ИП Семенихина	19	ЩУ на стене оздоровительного комплекса ООО "Электропром"	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
ООО "Т 2 Мобайл"	29	ЩУ на втором этаже здания КДП	ПС 35/6 кВ №28 Калачевская"
Обзорный радиолокатор (ОРЛ-А +АРП)	31	ЩУ от ТП-12	ПС 35/6 кВ №28 Калачевская"
Бытовое помещение КРМ	38	ЩУ от ТП-3	ПС 35/6 кВ №28 Калачевская"
РЩ -0,4 кВ БС от ООО "ММК -УГОЛЬ", МТС	42	РУ -0,4 кВ КТПП "ППНС"	ПС -818 "Костромовская" 110/6,3/6,6 кВ
Теле -2	45	ЩСУ ООО "Исток"	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасовская"
ООО "Т 2 Мобайл"	56	Щит 0,4 кВ ремонтный цех ИП Терентьева	ПС 110/6 кВ "Машзавод"
ПАО "Вымпелком"	57	Щит 0,4 кВ ремонтный цех ИП Терентьева	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 5.

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата					ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СА				Лист
											4
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					Формат А4	

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РКп	Счетчик электроэнергии Фобос -3 с GSM модемом УСД -3	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Присоединение N

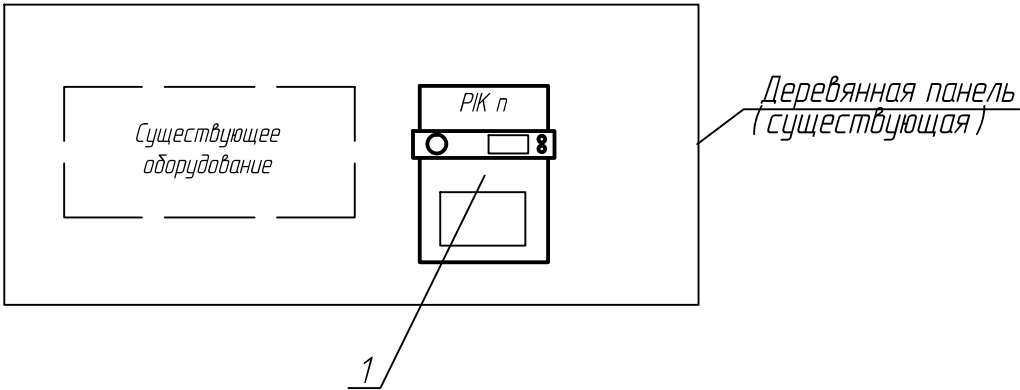


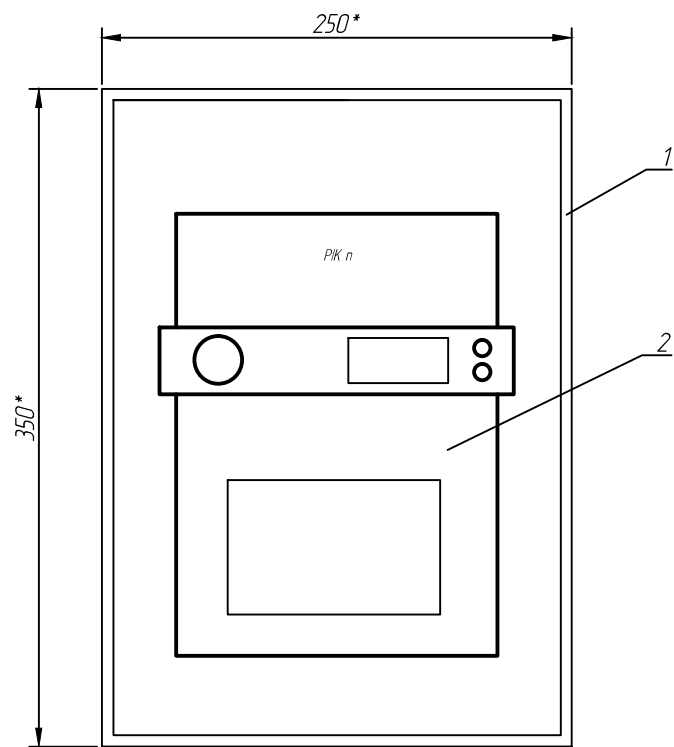
Таблица применения

Наименование присоединения, N	РКп n	Место установки	Питающая ПС
ИП Муниров	12	Стена корпуса №7 ООО "Электропром"	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
ООО "Снежный городок -Ильинка"	14	Стена корпуса №7 ООО "Электропром"	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
ИП Щербич (ИП Герда)	15	Стена корпуса №7 ООО "Электропром"	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
ИП Исупова	20	РУ -0,4 кВ ПС № 2 ООО "Электропром (4 корпус)	ПС 35/6 кВ "Электромашина"

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 5.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СА

Чертеж общего вида
Шкафа учета (ШУЗ ф)
Присоединение N



Установка ШУЗ ф

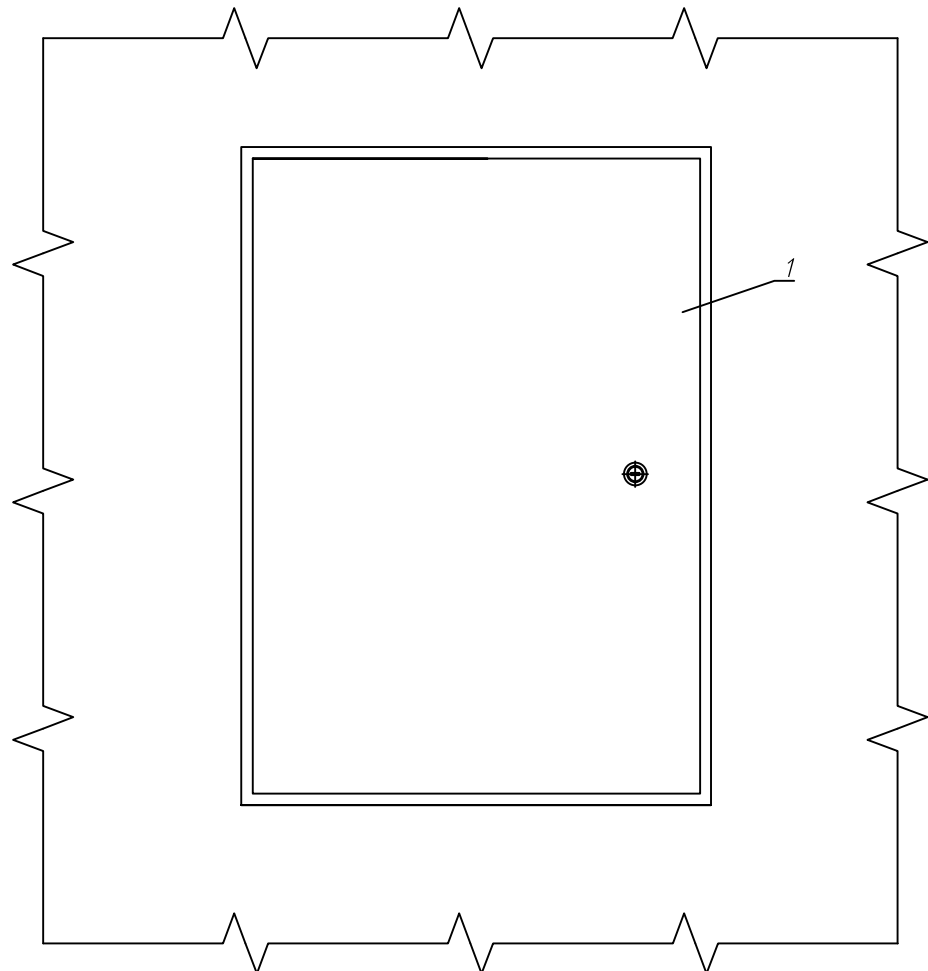


Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РИК n	Место установки	Питающая ПС
Киселевское ПАТП КО	17	ШУ в Павильоне (Фермерская лавка)	ПС 35/6 кВ "Электромашина "
ИП Подрядов (ООО "Ореон")	16	ШУ на стене оздоровительного комплекса ООО "Электропром "	ПС 35/6 кВ "Электромашина "
ООО "Т 2 мобайл "	5	ШУ на крыше корпуса №9	ПС 35/6 кВ "Электромашина "
ООО "Дельта "	19	ШУ в помещении (Коптильный цех)	ПС 35/6 кВ "Электромашина "
ООО "Т 2 мобайл "	22	РУ -0,4 кВ ООО "Участок коксовый "	ПС 35/6 кВ №1 "Киселевская подрайонная "
ПАО "Мегафон "	47	РУ -0,4 кВ ПАО "Мегафон "	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасовская "
ПАО "Вымпелком "	48	РУ -0,4 кВ ПАО "Вымпелком "	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасовская "

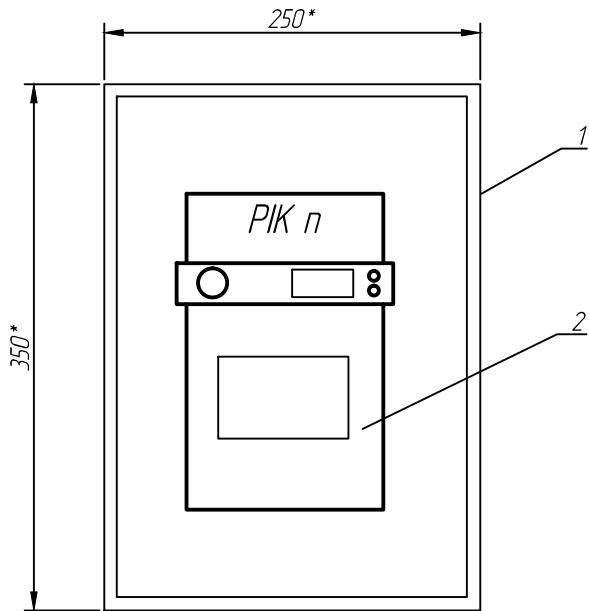
1. Утолщенной линией показано вношь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Подключение счетчика выполнить кабелем ВВГнг (А)4 х 16 при помощи гильз ГМЛ 16 и трубки термоусадочной ТТУ .
4. Точное место и высоту установки ШУ определить при монтаже, при этом вношь устанавливаемый ШУ установить как можно ближе к существующему, используя дюбель –гвоздь 6 х 40.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
6. Перечень материалов указан для установки и подключения одного прибора учета.
7. Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 5.
8. Кабель, от существующего шкафа до вношь устанавливаемого, проложить в гибкой гофрированной трубе, при помощи держателя хомутного и дюбель –гвоздей.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

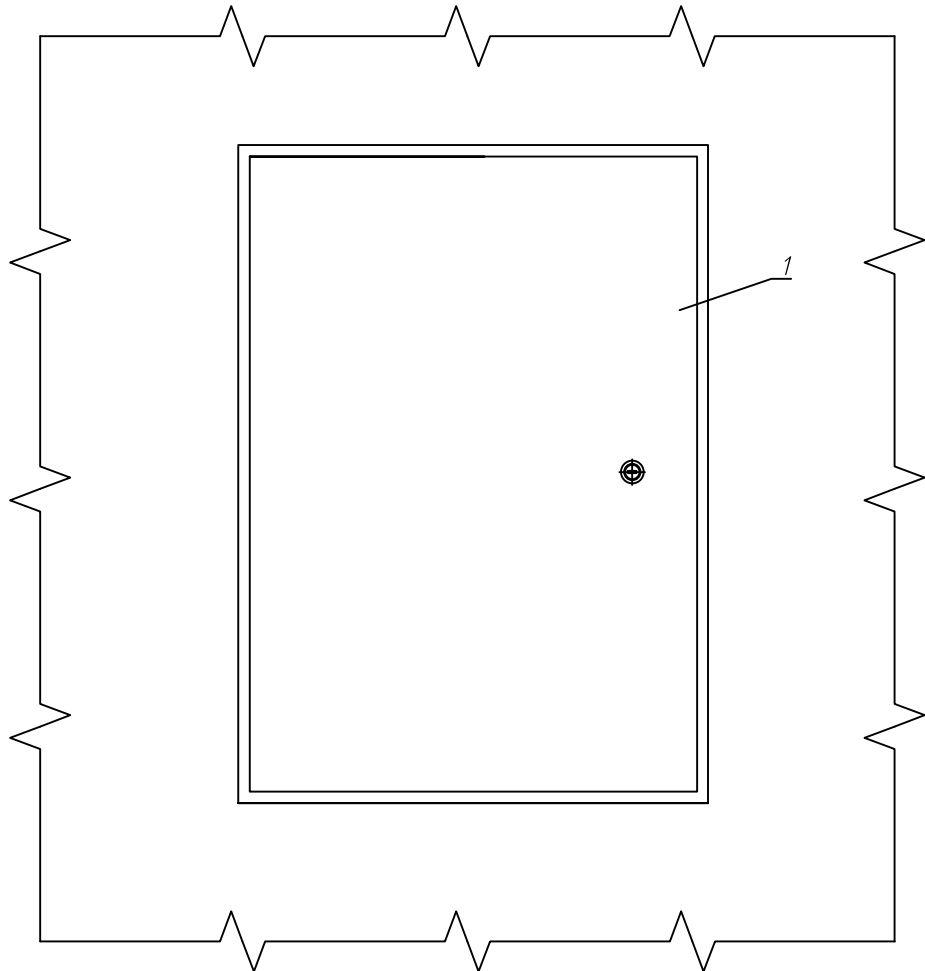
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
		<u>Стандартные изделия</u>		
1	ШУЗ ф	Щит ЩМПн 250 x 350 x 150 IP 65, IEK	1	
		<u>Прочие изделия</u>		
2	РКп	Трехфазный электросчетчик Фобос 3 с GSM модемом УСД-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	
		Трубка термоусадочная ТТУ 10/5 Белая	8	l=150мм
		Гильза ГМЛ 16-6	8	
		Дюбель-гвоздь 6 x 40	20	
		Кабель силовой 4 x 16 ВВГнг (А)	10	м
		Труба гофрированная ПНД, d=20 мм	8	м
		Держатель со стяжкой CFF1 16-32	16	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СА		Лист
											7
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Чертеж общего вида
Шкафа учета (ШУ 1ф)
Присоединение N



Установка ШУ 1ф



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
		Стандартные изделия		
1	ШУ 1ф	Щит ЩМПн 250 x 350 x 150 IP 65, IEK	1	
		Прочие изделия		
2	РИКп	Однофазный электросчетчик Фобос 1 с GSM модулем	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	
		Трубка термоусадочная ТТУ 10/5 Белая	4	l=150мм
		Гильза ГМЛ 16-6	4	
		Дюбель –гвоздь 6 x 40	20	
		Кабель силовой 2 x 16 ВВГнг (А)	10	м
		Труба гофрированная ПНД, d=20 мм	8	м
		Держатель со стяжкой CFF1 16-32	16	

Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РИК n	Место установки	Питающая ПС
ОАО "Киселевское ПТУ"	43	ВРУ –0,4 ОАО "Кемеровское ПТУ"	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасская"

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Подключение счетчика выполнить кабелем ВВГнг (А)2 x 16 при помощи гильз ГМЛ 16 и трубки термоусадочной ТТУ .
4. Точное место и высоту установки ШУ определить при монтаже, при этом вновь устанавливаемый ШУ установить как можно ближе к существующему, используя дюбель –гвоздь 6 x 40.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
6. Перечень материалов указан для установки и подключения одного прибора учета.
7. Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 5.
8. Кабель, от существующего шкафа до вновь устанавливаемого, проложить в гибкой гофрированной трубе, при помощи держателя хомутного и дюбель –гвоздей.

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/Кп	Счетчик электроэнергии Фобос-3 с GSM модемом УСД-3	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16	3	

Присоединение N

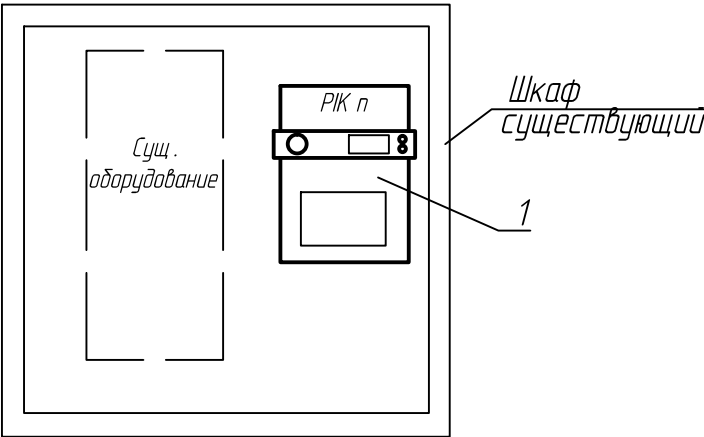


Таблица применения

Наименование присоединения, N	Р/К п	Место установки	Питающая ПС
ООО "Инвест-КО"	4	Существующий шкаф потребителя	ПС 35/6 кВ "Электромашина"
БПРМ-193	32	ЩУ от ТП-14	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"
ДПРМ-193	33	ЩУ от ТП-15	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.
- * - существующее оборудование.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С.5.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СА
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/Кп	Счетчик электроэнергии Фадос -3 Т с GSM модемом УСД -3 (230 В)	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Присоединение N

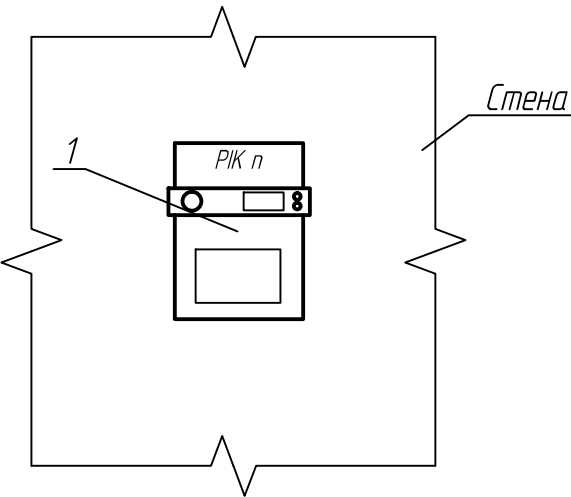


Таблица применения

Наименование присоединения, N	Р/К п	Место установки	Питающая ПС
000 "Участок коксовый"	21	Стена ЗРУ -6 кВ	ПС 35/6 кВ №1 "Киселевская подрайонная"

Инв. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

Изм.

Кол. уч.

Лист

№ док.

Подп.

Дата

ИЗТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СА

Лист

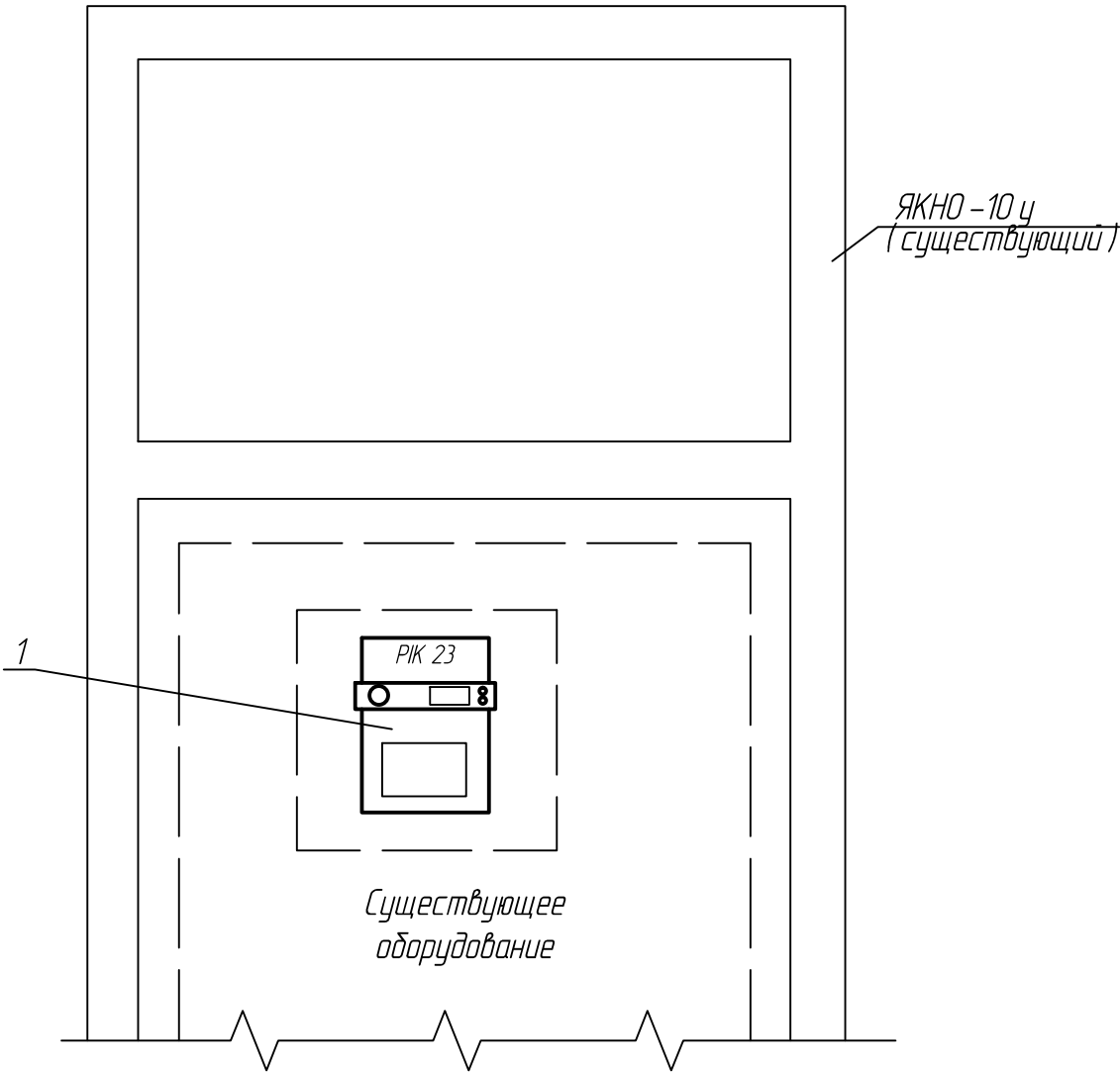
10

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фадос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.
- * – существующее оборудование.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С.5.

Формат А4

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК23	Счетчик электроэнергии Фобос -3 Т с GSM модемом УСД -3 (57,7 В)	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16	3	

Присоединение ООО "Инвест-НК"



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 5

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СА

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/Кп	Счетчик электроэнергии Фобос -3 Т с GSM модемом УСД -3 (230 В)	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Присоединение N

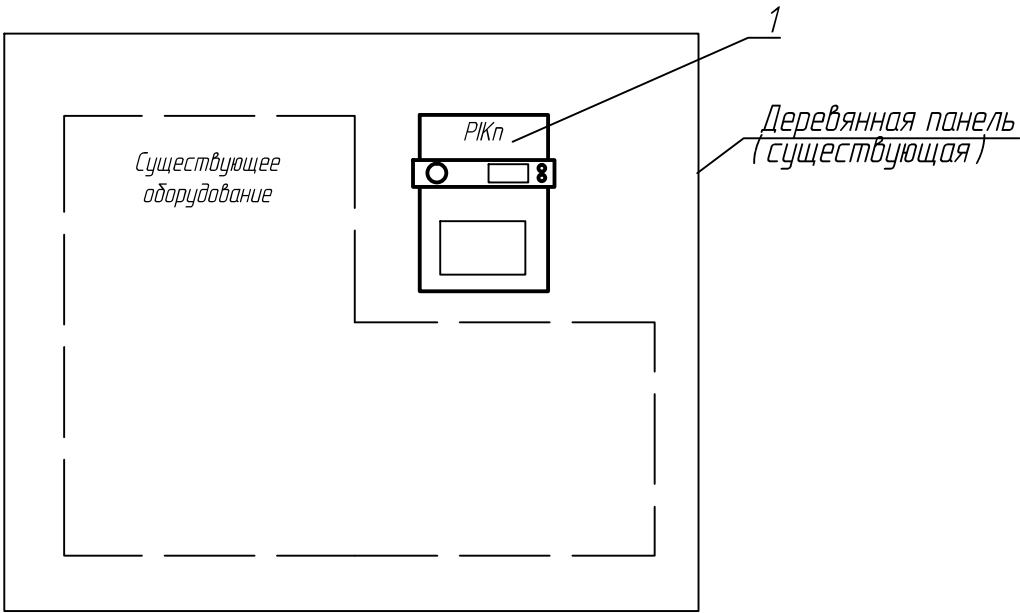


Таблица применения

Наименование присоединения, N	Р/К п	Место установки	Питающая ПС
ИП Маляров	24	ВРУ потребителя	ПС 35/6 кВ №13 "ш.Краснокаменская"

Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
<p>1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.</p> <p>2. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.</p> <p>3. Точное место установки определить при монтаже.</p> <p>4. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.</p> <p>5. Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.</p> <p>6. Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 5.</p>						
						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СА
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
						Лист
						12

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК26, РІК27	Счетчик электроэнергии Фабос -3 Т с GSM модемом УСД -3 (230 В)	2	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	6	

ТП-13
Чертёж установки счетчиков электрической энергии

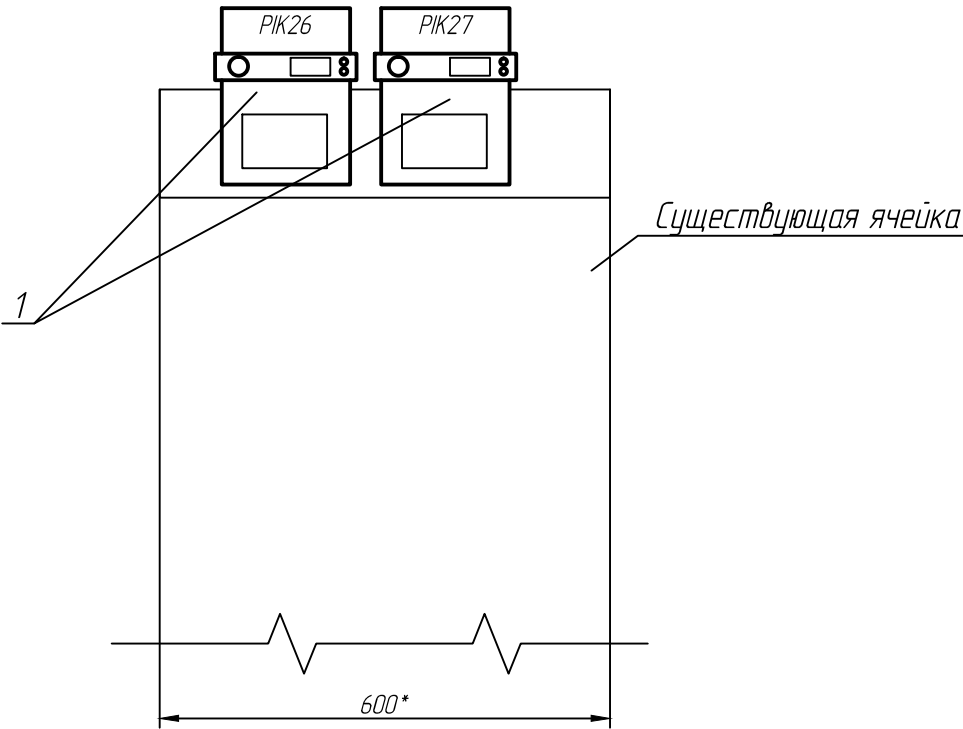


Таблица применения

Наименование присоединения, N	РІК n	Место установки	Питающая ПС
БВС гараж	26	ТП-13, руб.-5	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"
БВС котел	27	ТП-13, руб.-7	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фабос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 5.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СА

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/Кп	Счетчик электроэнергии Фобос -3 с GSM модемом УСД -3	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Чертеж установки счетчиков электрической энергии

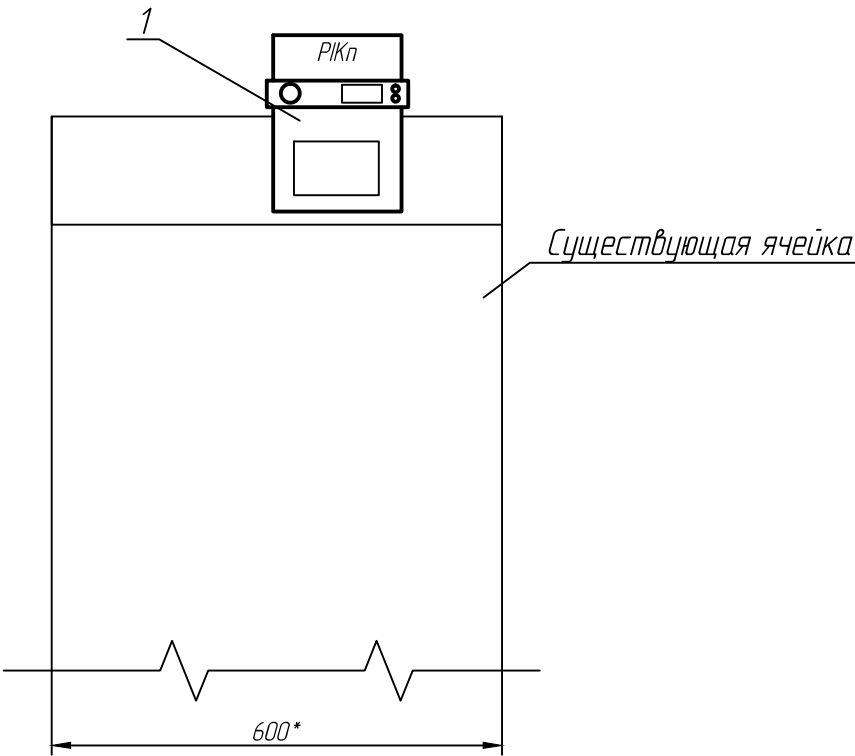


Таблица применения

Наименование присоединения, N	Р/К п	Место установки	Питающая ПС
ОАО "Новокузнецкое ДРСУ"	25	ТП-13, руб.-2	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 5.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СА

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РКп	Счетчик электроэнергии Фобос -3 с GSM модемом УСД -3	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Присоединение N

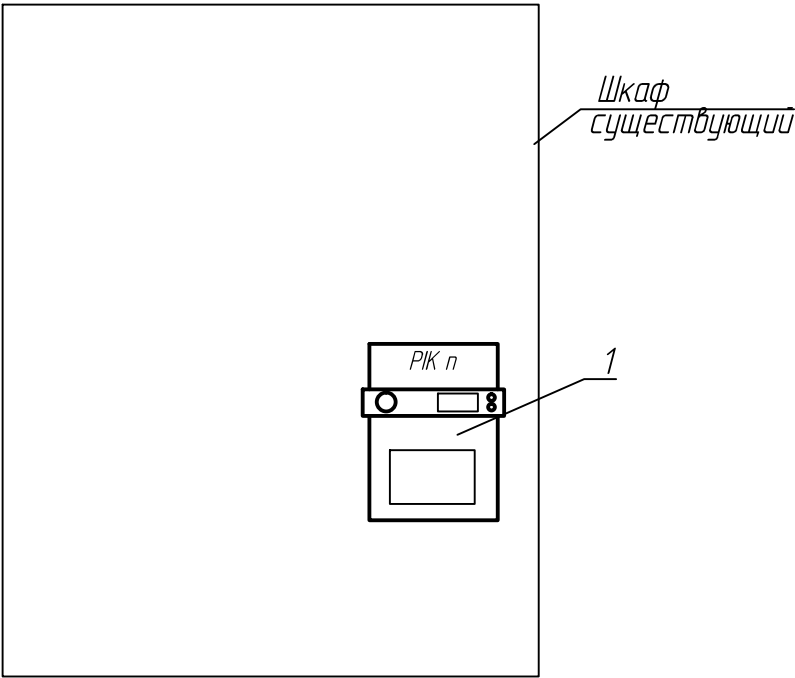


Таблица применения

Наименование присоединения, N	РК п	Место установки	Питающая ПС
КДП	28	Существующий шкаф потребителя	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

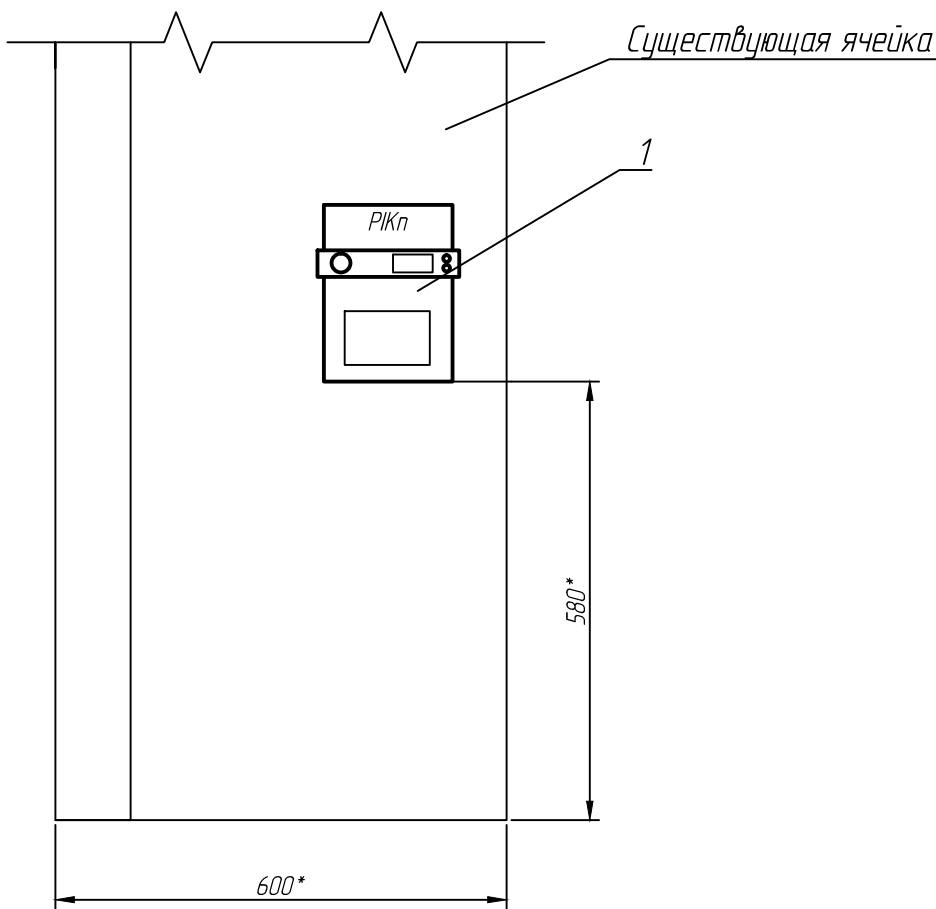
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 5.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СА

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

Чертеж установки счетчиков электрической энергии



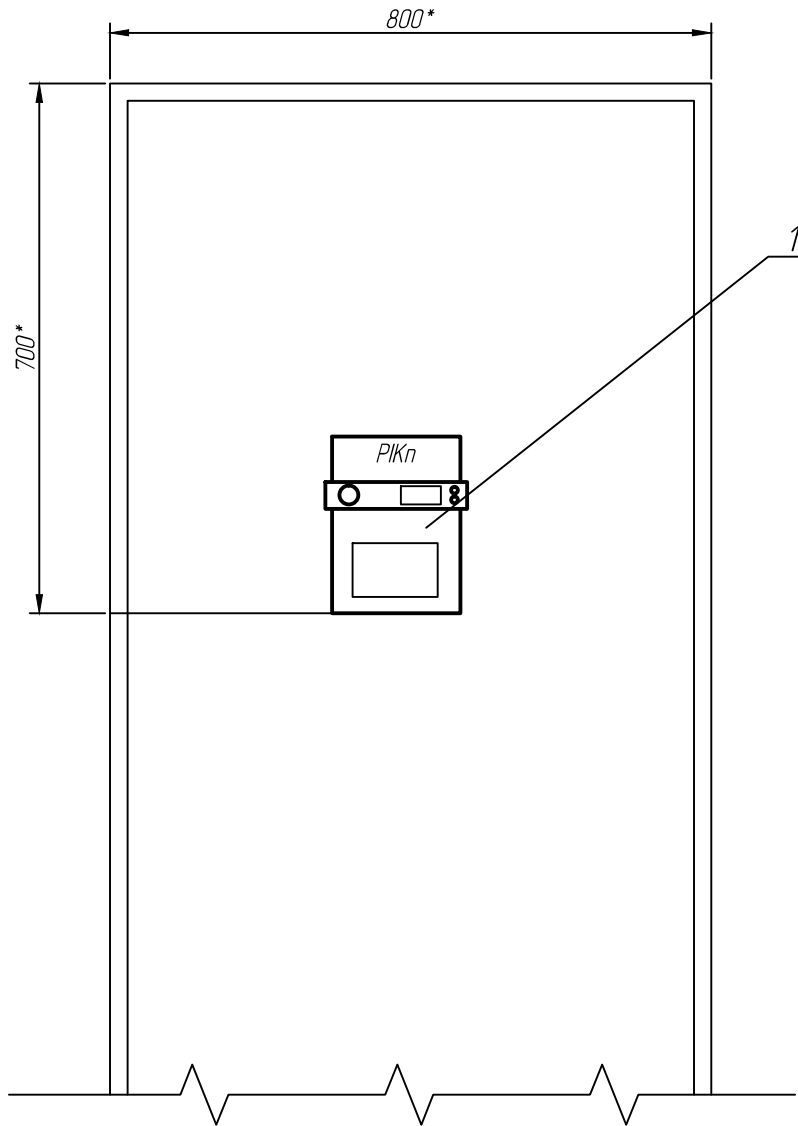
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІКп	Счетчик электроэнергии Фобос –3 Т с GSM модемом УСД –3 (230 В)	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 х 16	3	

Таблица применения

Наименование присоединения, N	РІК п	Место установки	Питающая ПС
Обзорный радиолокатор (ОРЛ –Т +ПРЦ)	30	ЩУ от ТП –10	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская "

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
3. Точное место установки определить при монтаже.
4. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
5. Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.
6. Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 5 лист 4.
7. * – размер для справок.

Чертеж установки счетчика электрической энергии ф. N



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК п	Счетчик электроэнергии Фобос –3 Т с GSM модемом УСД –3 (57,7 В)	1	с коммуникатором GSM
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 х 16	3	

Таблица применения

Наименование присоединения, N	РІК п	Место установки	Питающая ПС
ООО "Аэрокузбасс "	34	РУ –6 кВ ТП –13 (ООО "Аэрокузбасс ") яч. 1	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская "
ООО "Аэрокузбасс "	35	РУ –6 кВ ТП –13 (ООО "Аэрокузбасс ") яч. 12	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская "

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
3. Точное место установки определить при монтаже.
4. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
5. Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.
6. Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.С 5.
7. * – размер для справок.

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК36, РК37	Счетчик электроэнергии Фобос-3 с GSM модемом УСД-3	2	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	6	

Присоединение N

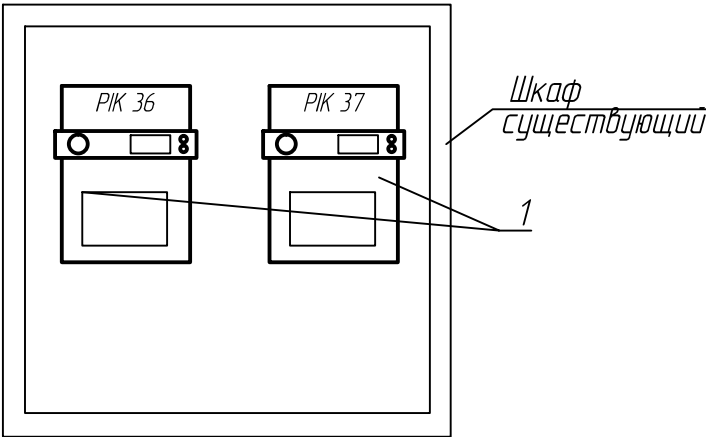


Таблица применения

Наименование присоединения, N	РК n	Место установки	Питающая ПС
Глиссидный радиомаяк	36	РУ-0,4 кВ ТП-13	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"
Глиссидный радиомаяк	37	РУ-0,4 кВ ТП-13	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.С.5.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СА		Лист
											18
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/Кп	Счетчик электроэнергии Фабас-3 Т с GSM модемом УСД-3 (230 В)	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Чертеж установки счетчиков электрической энергии

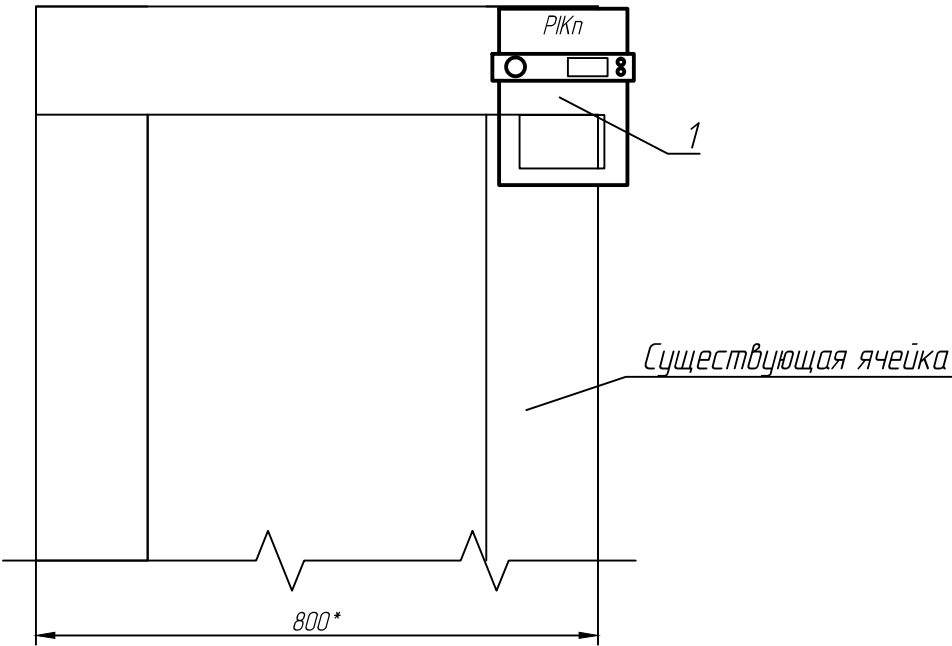


Таблица применения

Наименование присоединения, N	Р/К п	Место установки	Питающая ПС
ООО "Кустард"	39	РУ-0,4 кВ ЦРП	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фабас см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С 5.
- * - размер для справок.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.СА	Лист
							19

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/Кп	Счетчик электроэнергии Фобос-3 с GSM модемом УСД-3	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Присоединение N

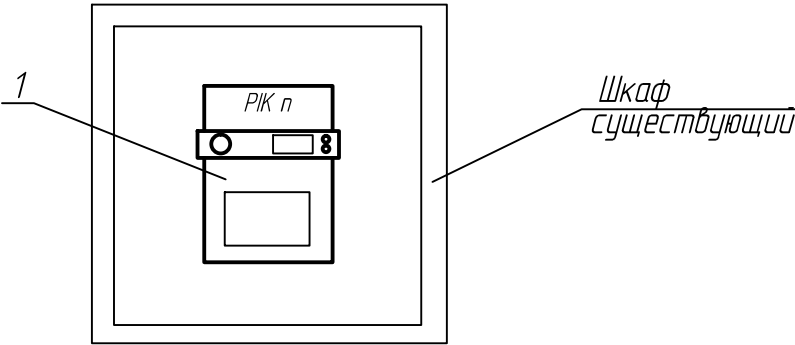


Таблица применения

Наименование присоединения, N	Р/К п	Место установки	Питающая ПС
Курсовой радиомаяк (КРМ-193)	40	РУ-0,4 кВ ТП-11	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"
Курсовой радиомаяк (КРМ-193)	41	РУ-0,4 кВ ТП-11	ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"

Взам. инв. №

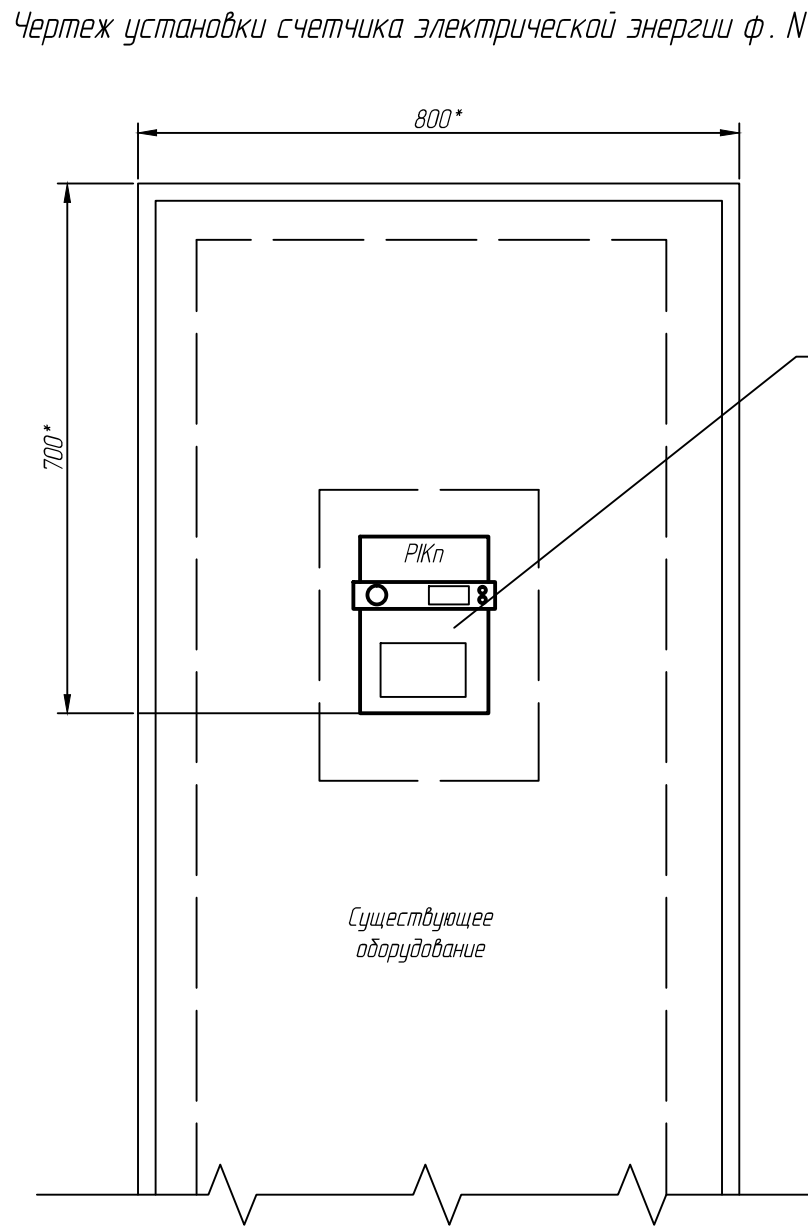
Подпись и дата

Инв. № подл.

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см. руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.
- Схему подключения счетчика см. ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.С 5.

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СА	Лист
							20
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

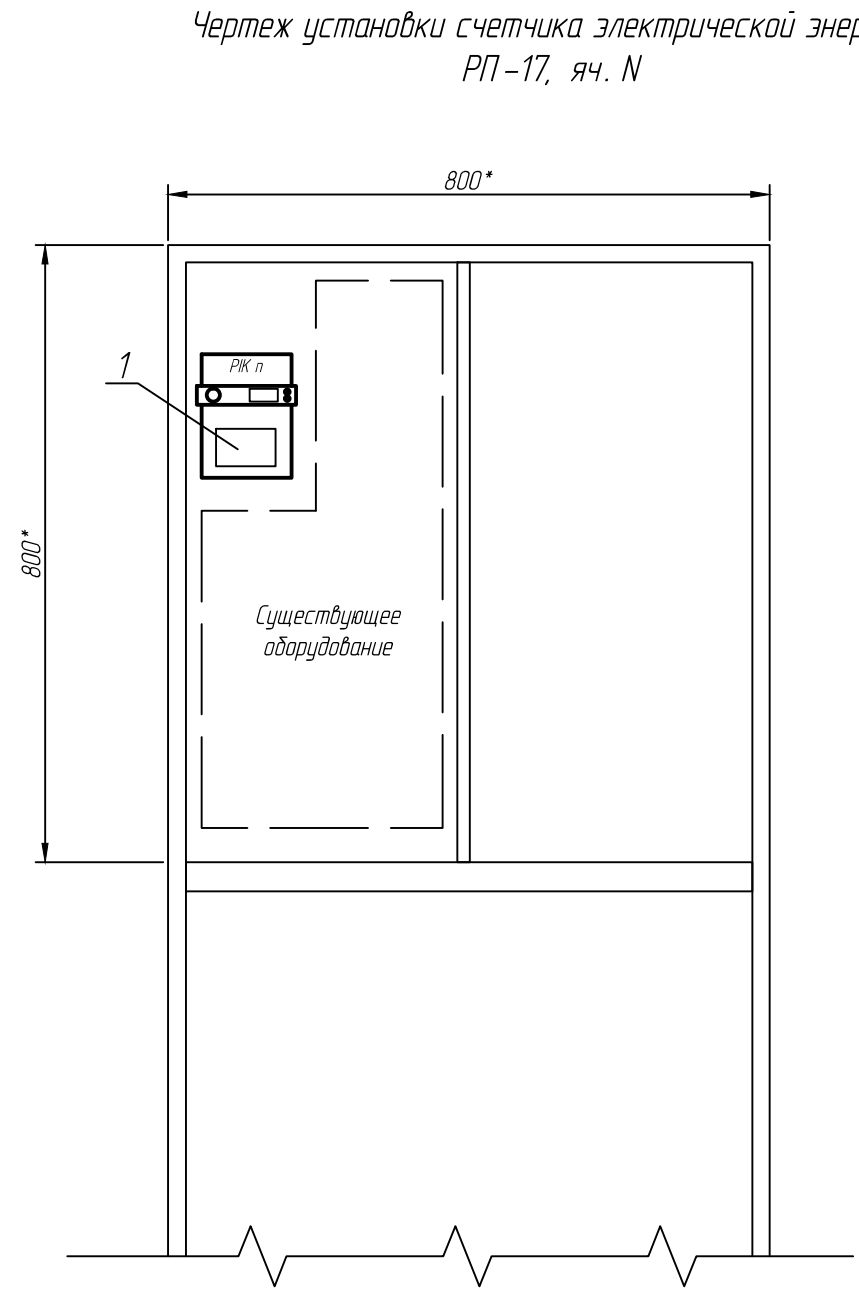


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК п	Счетчик электроэнергии Фобос -3 с GSM модемом УСД -3	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Таблица применения

Наименование присоединения, N	РІК п	Место установки	Питающая ПС
Мега -М	44	ШСЧ ООО "Исток "	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасовская "
ООО "СШУ"	46	ВРУ ООО "СШУ"	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасовская "

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.С 5.
- * – размер для справок.



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК п	Счетчик электроэнергии Фобос -3 Т GSM модемом УСД-3 (57,7 В)	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 х 16	3	

Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РК п	Питающая пс
РП-17 яч. 6	49	ПС 110 кВ Афонинская ф.6-6 А
РП-17 яч. 8	50	ПС 110 кВ Афонинская ф.6-18 А

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.ОЭСК.18.РД.С.5.

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РКп	Счетчик электроэнергии Фадос -3 Т с GSM модемом УСД -3 (230 В)	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Присоединение N

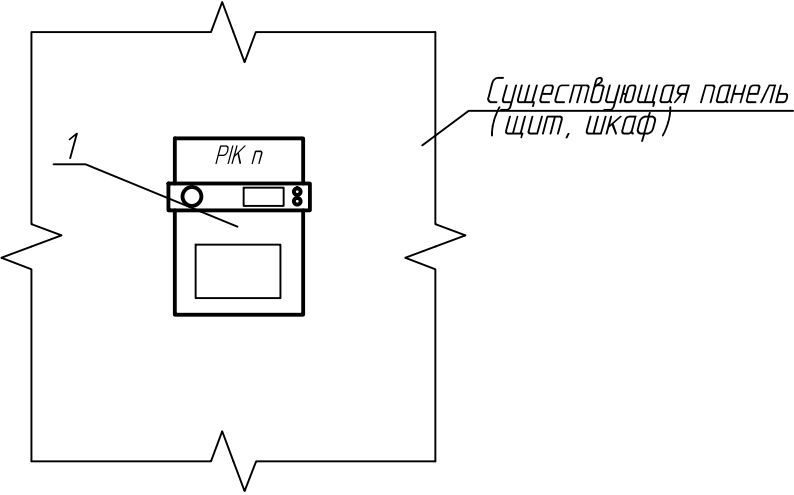


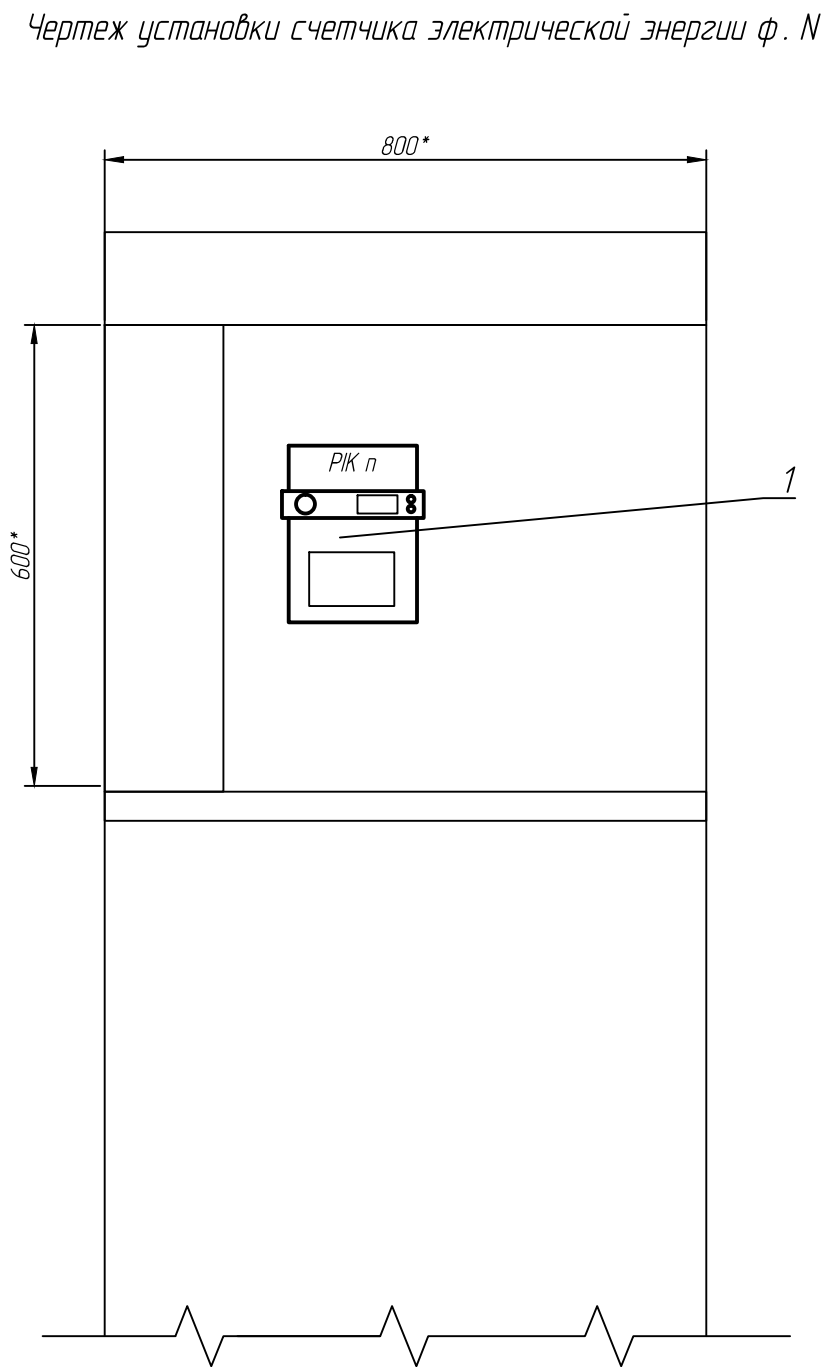
Таблица применения

Наименование присоединения, N	РК п	Место установки	Питающая ПС
ООО "Тайдинская"	51	РУ -0,4 кВ ТП потребителя	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2
ООО "ММЗ"	52	РУ -0,4 кВ ТП потребителя	
ООО "ММЗ"	53	РУ -0,4 кВ ТП потребителя	
ООО "ПУМ"	54	РУ -0,4 кВ ТП потребителя	
Журба А.В.	55	РУ -0,4 кВ ТП потребителя	
ООО "Втормет"	60	Щит 0,4 кВ ТП №37 ООО "ТУК"	ПС 110/6 кВ "Машзавод"
ТП №3 "ПФЗ"	61	ВРУ -0,4 кВ ИП "Шмаков М.Г."	ТП №3 "ПФЗ"
ТП №3 "ПФЗ"	62	ВРУ -0,4 кВ ИП "Шмаков М.Г."	ТП №3 "ПФЗ"

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фадос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.
- * - существующее оборудование.
- Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.С.5.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.СА	Лист
							23



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РИКп	Счетчик электроэнергии Фобос -3 Т с GSM модемом УСД-3 (57,7 В)	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Таблица применения

Наименование присоединения, N	РИК п	Место установки	Питающая ПС
ООО "ТУК"	58	РУ-6 кВ РП-7 (ООО "Техноком"), яч. 4	ПС 110/6 кВ "Машзавод"

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
6. Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.
7. Схему подключения счетчика см.ИЭТ.83.2020.0ЭСК.18.РД.С 5.

Приложение А – свободная таблица по субабонентам ООО "ОЭСК"

Поз	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ИП Трофимов В.В.	Фабас 3Т (57,7В) с GSM	0,55/0,5	ООО "Электропрам" РП-1 яч. 2	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
2	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" КЭЖ bba01	Фабас 3Т (57,7В) с GSM	0,55/0,5	ООО "Электропрам" РП-1 яч. 4	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
3	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" КЭЖ bba02	Фабас 3Т (57,7В) с GSM	0,55/0,5	ООО "Электропрам" РП-1 яч. 8	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
4	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ООО "Ивест-КО"	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ потребителя				
5	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ООО "Т2 Модайл"	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ на крыше корпуса №9				
6	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ПАО "Мегафон"	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ на крыше корпуса №9				
7	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ПАО "Вымпелком"	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ на крыше корпуса №9				
8	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ПАО "МТС"	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ на крыше корпуса №9				
9	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" Щит 0,4кВ Гудайдуллин	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ в Пабильне				
10	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ООО "Мегаполис"	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ в Пабильне				
11	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ГОУ СПб ПЭМСТ	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ на 2 этаже ПЭМСТ				
12	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ИП Мундуб А. Р.	Фабас 3 с GSM	1/2	Стена корпуса №7 ООО "Электропрам"				
13	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ООО "Кузбасспечать"	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ в Пабильне (Кузбасспечать)				
14	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ООО "Снежный гараж – Ильянка"	Фабас 3 с GSM	1/2	Стена корпуса №7 ООО "Электропрам"				
15	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ИП Шердич А.Е. (ИРДА)	Фабас 3 с GSM	1/2	Стена корпуса №7 ООО "Электропрам"				
16	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ООО "Фреан"	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ на стене оздоровительного комплекса ООО "Электропрам"				
17	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" Киселевское ПАТП КО	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ в Пабильне (Фермерская лавка)				
18	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" Нестандарт Мебель (ООО "Пельта")	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ в помещении				
19	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ИП Семенчикова М.М.	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ на стене оздоровительного комплекса ООО "Электропрам"				
20	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, опосредованно через ООО "Электропрам" ИП Исупов Ю. В.	Фабас 3 с GSM	1/2	РЧ-04 кВ ПС № 2 ООО "Электропрам" (4 корпус)				
21	ПС 35/6кВ №1 "Киселевская подрайонная" "Участок каскадный"	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	РЧ-6кВ ПС 35/6кВ №1 "Киселевская подрайонная"	Нет данных	Нет данных		
22	ПС 35/6кВ №1 "Киселевская подрайонная" ООО "Т2 Модайл"	Фабас 3 с GSM	1/2	РЧ-0,4кВ ООО "Т2 модайл"				
23	ООО "Ивест НК", ПС №13 "ш. Краснокаменская" 35/6 кВ от ООО "Р-3 Киселевский"	Фабас 3Т (57,7В) с GSM	0,55/0,5	ЯКН0 потребителя	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
24	ИП Мамар, ПС №13 "ш. Краснокаменская" 35/6 кВ от ООО "Р-3 Киселевский"	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	ВРУ потребителя	ТШП-0,66	400/5		
25	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", ОАО "Надобкузнецкое ДРСУ"	Фабас 3 с GSM	1/2	ТП-1 руб. 2 ПУ (двухэтажное включение) 10(100 А)				
26	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", БВС гараж	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	ТП-1 руб. 5 ТТ 50/5	Нет данных	50/5		
27	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", БВС котел	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	ТП-1 руб. 7 200/5	Нет данных	200/5		
28	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", КДП	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	ЩУ в ВРУ-0,4 кВ КДП Питание от ТП-1 и КТПН-23 ТТ 300/5	Нет данных	300/5		
29	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", ООО "Т2 Модайл"	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ на втором этаже здания КДП (Запитан от ВРУ КДП)				
30	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", Общарный радиокотел (ОРП-Т «ПРЦ)	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ от ТП-10				
31	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", Общарный радиокотел (ОРП-А «АРП)	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ от ТП-12				
32	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", БПРМ-193	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ от ТП-14				
33	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", ДПРМ-193	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ от ТП-15				
34	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"	Фабас 3Т (57,7В) с GSM	0,55/0,5	РЧ-6 кВ ТП-13 (ООО "Аэрокюзбасс") яч. 1	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
35	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС"	Фабас 3Т (57,7В) с GSM	0,55/0,5	РЧ-6 кВ ТП-13 (ООО "Аэрокюзбасс") яч. 12	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
36	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", Глиссидный радиокотел	Фабас 3 с GSM	1/2	РЧ-0,4 кВ ТП-13				
37	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", Глиссидный радиокотел	Фабас 3 с GSM	1/2	РЧ-0,4 кВ ТП-13				
38	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", Бытовое помещение КРМ	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ от ТП-3				
39	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", ООО "Кустард"	Фабас 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	РЧ-0,4 кВ ЦРП	Т-0,66	100/5		
40	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", Курсовой радиокотел (КРМ-193)	Фабас 3 с GSM	1/2	РЧ-0,4 кВ ТП-11				
41	ПС 28 опосредованно через ООО "АЭРОКУЗБАСС", Курсовой радиокотел (КРМ-193)	Фабас 3 с GSM	1/2	РЧ-0,4 кВ ТП-11				
42	ПС Кастроньская, РЩ-0,4 кВ БС от ООО "ММК-УГОЛЬ", МТС	Фабас 3 с GSM	1/2	РЧ-0,4 кВ КТПП "ТПН"				
43	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасская", 6-6 (от линии ООО "Исток") ОАО "Киселевское ПТУ"	Фабас 1 с GSM	1/2	ВРУ-0,4 ОАО "Женеральское ПТУ"				
44	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасская", 6-6 (от линии ООО "Исток") Мега-М	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ ООО "Исток"				
45	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасская", 6-6 (от линии ООО "Исток") Теле-2	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ ООО "Исток"				
46	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасская", 6-6 (от линии ООО "Исток") ООО "СШУ"	Фабас 3 с GSM	1/2	ВРУ ООО "СШУ"				
47	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасская", 6-6 (от линии ООО "Исток") ПАО "Мегафон"	Фабас 3 с GSM	1/2	ЩУ ПАО "Мегафон"				

48	ПС 35/6 кВ №7 "Черкасская", 6-6 (от линии 000 "Ксток") ПАО "Вымпелком"	Фадос 3 с GSM	1/2	ЩУ ПАО "Вымпелком"				
49	ПС 110кВ Афонинская, ф.6-6А РП-17 яч.6	Фадос 3Т (57,7В) с GSM	0,55/0,5	РП-17, яч.6	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
50	ПС 110кВ Афонинская, ф.6-6А РП-17 яч.8	Фадос 3Т (57,7В) с GSM	0,55/0,5	РП-17, яч.8	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
51	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 21 от 000 "ШУВ" (установлен) ОФ "Тайдинская"	Фадос 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	РЧ-0,4кВ ОФ Тайдинская	Нет данных	Нет данных		
52	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 25 щит учета 6кВ ТП-630кВА №1-000 "ММЗ"	Фадос 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	РЧ-0,4кВ 000 "ММЗ"	Нет данных	Нет данных		
53	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 25 щит учета 6кВ ТП-630кВА №2-000 "ММЗ"	Фадос 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	РЧ-0,4кВ 000 "ММЗ"	Нет данных	Нет данных		
54	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 25 щит учета 0,4кВ ТП-400кВА -000 "ТЭМ"	Фадос 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	РЧ-0,4кВ 000 "ТЭМ"	Нет данных	Нет данных		
55	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 25 щит учета 0,4кВ ТП-560кВА -Журба А.В.	Фадос 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	РЧ-0,4кВ Журба А.В.	Нет данных	Нет данных		
56	Ф 6-38-3, РП-3, 000 "Т2 Модуль"	Фадос 3 с GSM	1/2	Щит 0,4 кВ ремонтный цех ИП Терентьева				
57	Ф 6-38-3, РП-3, ПАО "Вымпелком"	Фадос 3 с GSM	1/2	Щит 0,4 кВ ремонтный цех ИП Терентьева				
58	Ф -16-3, ТП-37, РП-7, 000 "ТУЖ"	Фадос 3Т (57,7В) с GSM	0,55/0,5	РЧ-6 кВ РП-7 (000 "Техноком"), яч. 4	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
59	Ф -16-3, ТП-37, РП-7, 000 "МТС"	Фадос 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	Щит 0,4 кВ ТП №37 000 "ТУЖ"	Нет данных	Нет данных		
60	Ф -16-3, ТП-37, РП-7, 000 "Втарнет"	Фадос 3Т (230В) с GSM	0,55/0,5	Щит 0,4 кВ ТП №37 000 "ТУЖ"	Нет данных	Нет данных		
61	ТП №3 ТПФЗ"	Фадос 3 с GSM	1/2	ВРЧ-0,4 кВ ИП "Шмаков МГ."				
62	ТП №3 ТПФЗ"	Фадос 3 с GSM	1/2	ВРЧ-0,4 кВ ИП "Шмаков МГ."				

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 6/0,4кВ №8 «ш.Тайдинская»

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.ТРП

2020

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайдинская"

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №				

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайдинская" Ведомость ТД	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Козлов					ТП	2	46
							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайдинская".

Технорабочий проект выполнен на основании:

- Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;
- Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 6/0,4 №8 "ш.Тайдинская" находится в г. Киселевске и имеет распределительные устройства 6 и 0,4кВ.

ЗРУ-6кВ выполнен по схеме двух систем шин с секционным выключателем.

В цепях присоединений 6кВ установлены трансформаторы тока типа ТПОЛ-10, ТПЛ-10 класса точности 0,5 и трансформаторы напряжения типа НОМ-6 класса точности 0,5.

В цепях присоединений 0,4кВ установлены трансформаторы тока типа ТТИ класса точности 0,5.

Схема РУ-0,4 кВ двухсекционная с секционным выключателем.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 6 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 0,4кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;
- обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>чение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.</p> <p>Основные цели АИИС КУЭ:</p> <ul style="list-style-type: none">- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;- обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени. <p>АИИС КУЭ также предназначена для организации:</p> <ul style="list-style-type: none">- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.17.ТД		Лист
								3

- выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;
- оценки, локализация, поиск потерь электроэнергии;
- формирования всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

Основные функции АИИС КУЭ:

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСПД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСПД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

14 Описание процесса деятельности

Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайдинская" представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.

Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.</p> <p>Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом</p>							
									ИЭТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист
										4
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи GSD и GPRS.

15 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

16 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Normоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.</p> <p>ГОСТ Р 21.101–2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.</p> <p>ГОСТ 12.2.007.0–75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.</p> <p>ГОСТ 19.101–77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.</p> <p>ГОСТ 20.39.108–85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.</p> <p>ГОСТ 21.101–97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 21.110–95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.17.ТД		Лист
								5

ГОСТ 21404–85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21406–88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302–80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303–80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304–82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002–89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001–83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003–90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603–92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14254–96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958–76 Система «человек–машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861–83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035–83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206–94 Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207–94 Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563–96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596–2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377–92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.

ГОСТ Р 50739–95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275–99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22–99 (СИСПР 22–97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.</p> <p>ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.</p> <p>ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.</p> <p>ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.</p> <p>ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.</p>					
			ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	6		

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1.019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

1.7 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 –Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер по обслуживанию оборудования	1
Техник-электромеханик	2

Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС. КУЭ.

Взам. инв. №		должность	количество специалистов				
		Системный администратор	1				
		Инженер по обслуживанию оборудования	1				
		Техник-электромеханик	2				

Подп. и дата		<p>Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.</p> <p>Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ</p> <p>Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС. КУЭ.</p>									

Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД	Лист
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		

								7
--	--	--	--	--	--	--	--	---

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.ТД

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИБК, ИБКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД	Лист
										8
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

1.9 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Результаты измерения счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.</p> <p>Ремонтный режим работы</p> <p>В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.</p> <p>Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.</p> <p>Диагностика и проверка работоспособности системы</p> <p>Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:</p>							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		9

технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;
компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;
на компьютерах установлено программное обеспечение.

Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.

1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КЧЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КЧЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5S – для счетчиков трансформаторного включения.

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии.

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные кородки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Установка счетчиков электроэнергетики.</p> <p>Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.</p> <p>Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.</p> <p>Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД		Лист
								10

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ООО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД	Лист	
							11	

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

по 3.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС №8 6 кВ, Ввод 6-2-Т, ф.7	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.7	ТПО/1-10	600/5	НОМ-6	6000/100
2	ПС №8 6 кВ, Ввод 6-19-Т, ф.25	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.25	ТПО/1-10	600/5	НОМ-6	6000/100
3	ПС №8 6 кВ ф. 12	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.12	ТП/1-10	400/5	НОМ-6	6000/100
4	ПС №8 6 кВ ф. 15	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.15	нет данных	нет данных	НОМ-6	6000/100
5	ПС №8 6 кВ ф. 9	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.9	ТП/1-10	75/5	НОМ-6	6000/100
6	ПС №8 6 кВ ф. 11	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.11	ТП/1-10УЗ	400/5	НОМ-6	6000/100
7	ПС №8 6 кВ ф. 4	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.4	ТП/1-10УЗ	200/5	НОМ-6	6000/100
8	ПС №8 6 кВ ф. 28	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.28	нет данных	нет данных	НОМ-6	6000/100
9	ПС №8 6 кВ ф. 29	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.29	ТП/1-10	200/5	НОМ-6	6000/100
10	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 19	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.19	ТТИ-40	600/5		
11	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 20	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.20	ТТИ-40	600/5		
12	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 21	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.21	ТТИ-40	600/5		
13	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 22	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.22	ТТИ-40	600/5		
14	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 33	ПСЧ-4ТМ.05МК.21	1/2	РУ-0,4 кВ, ф.33	-	-	-	-
15	ПС №8 ячейка низковольтного ф. 23	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.23	ТТИ-А	150/5		
16	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 4	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.4	ТТИ-А	200/5		
17	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 10	ПСЧ-4ТМ.05МК.21	1/2	РУ-0,4 кВ, ф.10	-	-		
18	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 17	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.17	ТТИ-А	300/5		
19	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 25	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.25	ТТИ-30	200/5		
20	ПС №8 6кВ ТСН-1	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	Щит учета старона 6 кВ	нет данных	нет данных		
21	ПС №8 6кВ ТСН-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	Щит учета старона 6 кВ	нет данных	нет данных		

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД

Лист

12

Изм. Колуч. Лист № док. Подп. Дата

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист 13
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИБК). ИБК – совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИСК.

ИБК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

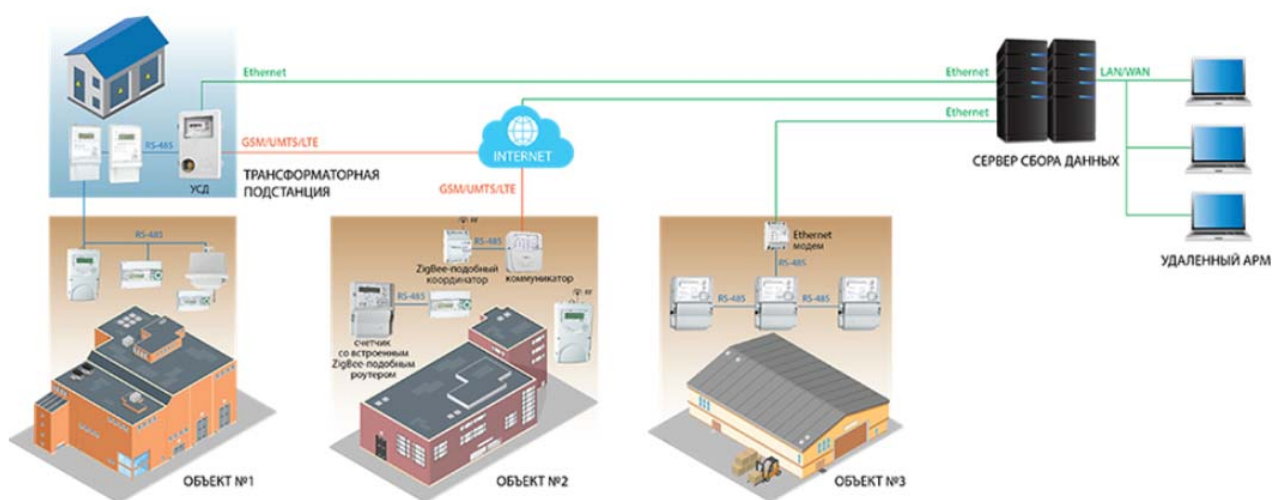
- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - полчасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист 14
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.17.ТД		Лист
								15

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист	
							16	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		<div>4.2 Организация информационного обеспечения</div> <div>Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.</div> <div>Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.</div>								
												ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД		Лист
														17
Изм.		Кол.уч.		Лист		№ док.		Подп.		Дата				

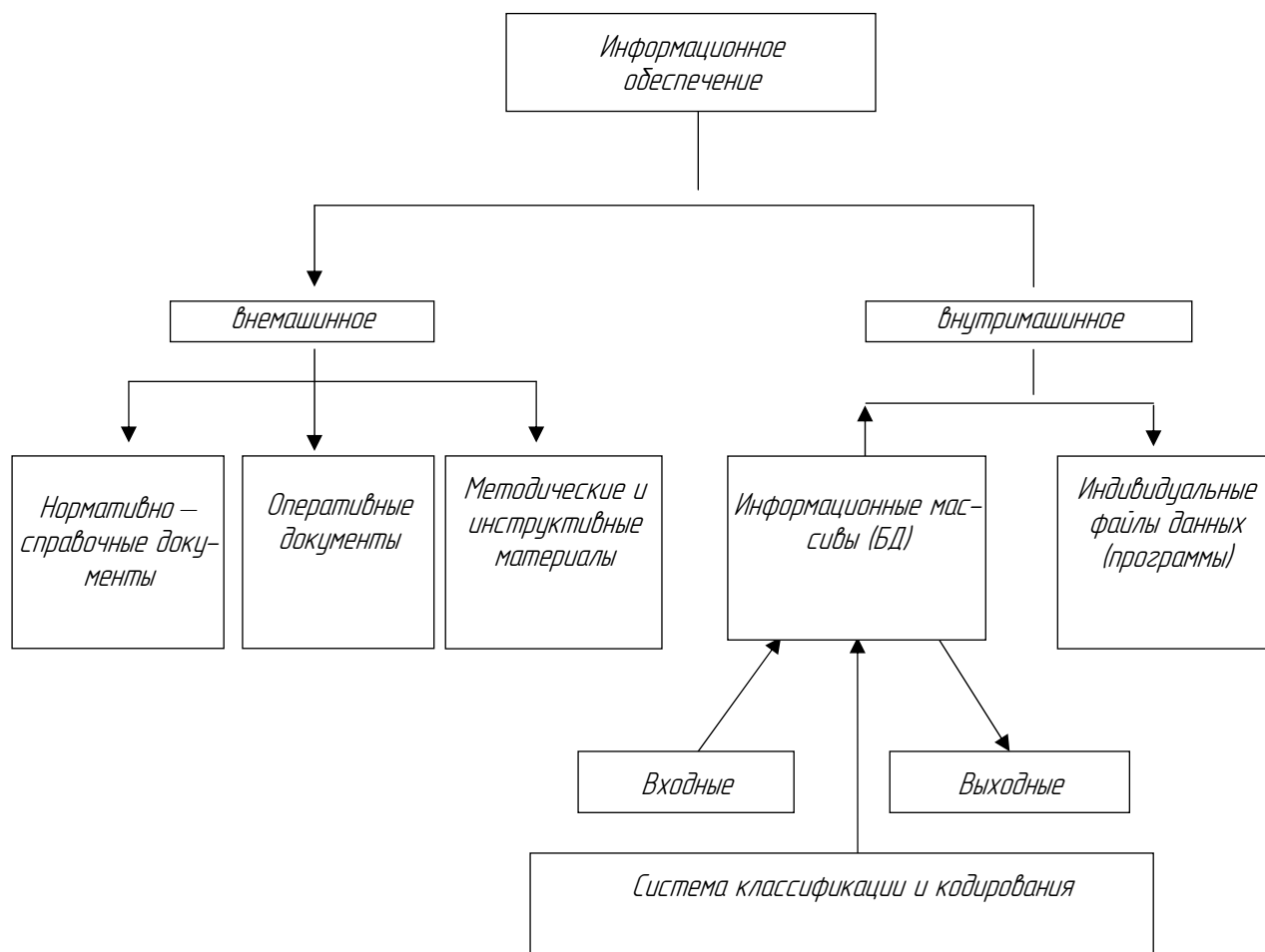


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист 18
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

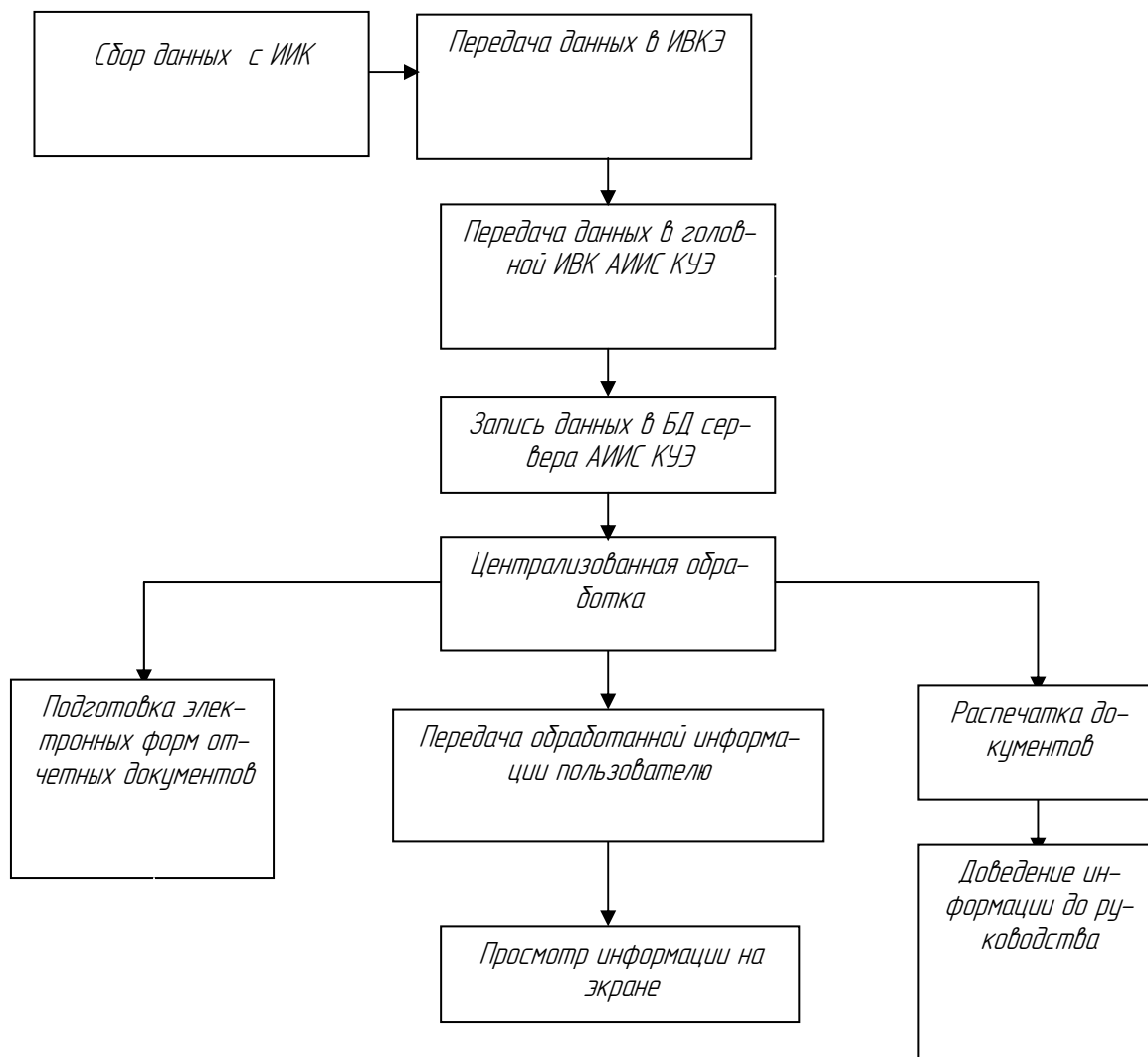


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашиной информации

Внемашина информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД

Лист

19

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД	Лист	
							20	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствует ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Тарификатор:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках \square до 144;

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА						Лист
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии						
Подп. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).						21
	Тарификатор:						
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									22	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>нему, заднему фронту или обоим фронтам);</p> <ul style="list-style-type: none">как вход телесигнализации. <p>Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:</p> <ul style="list-style-type: none">ограничения мощности нагрузки;ограничения энергии за сутки;ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);контроля напряжения сети;контроля температуры счетчика;							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД	Лист
										23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 24
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД			

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с I _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист
							25

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \delta \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_0}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \delta \leq I < I \delta$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200 бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист 28
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4 ТМ.05МК.01 относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.</p> <p>В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температу- ра в зимнее время не ниже 0°С.</p> <p>5.6 Защита от несанкционированного доступа</p> <p>Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.</p> <p>Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.</p>						
									Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.17.ТД			

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЗ на базе КТС «МИКРОН»

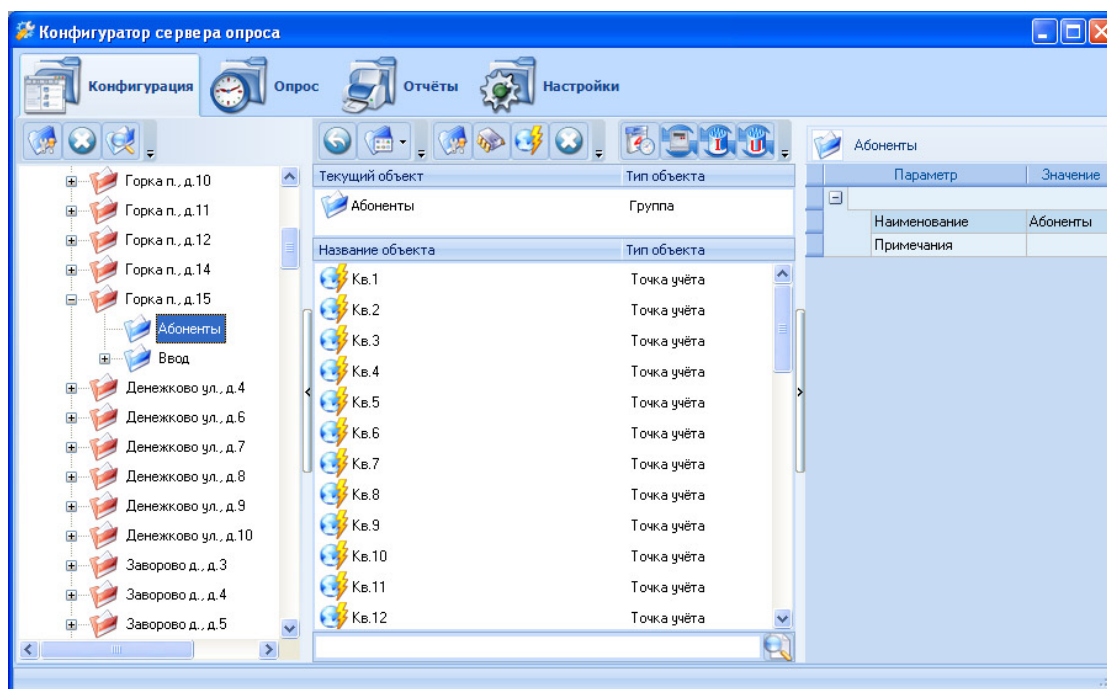
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» представлено на сайте производителя и может быть использовано в свободном доступе.

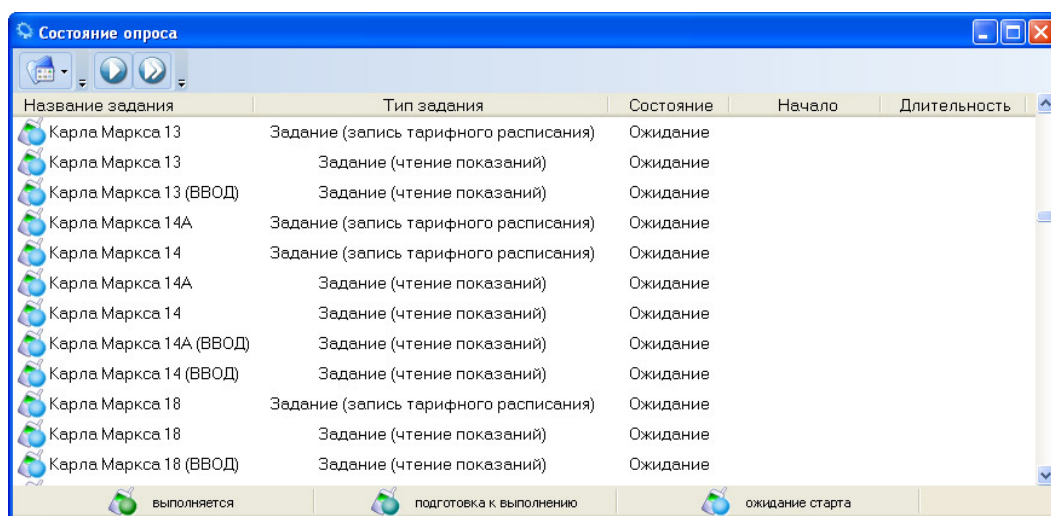
Сервер Опроса

Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса, данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



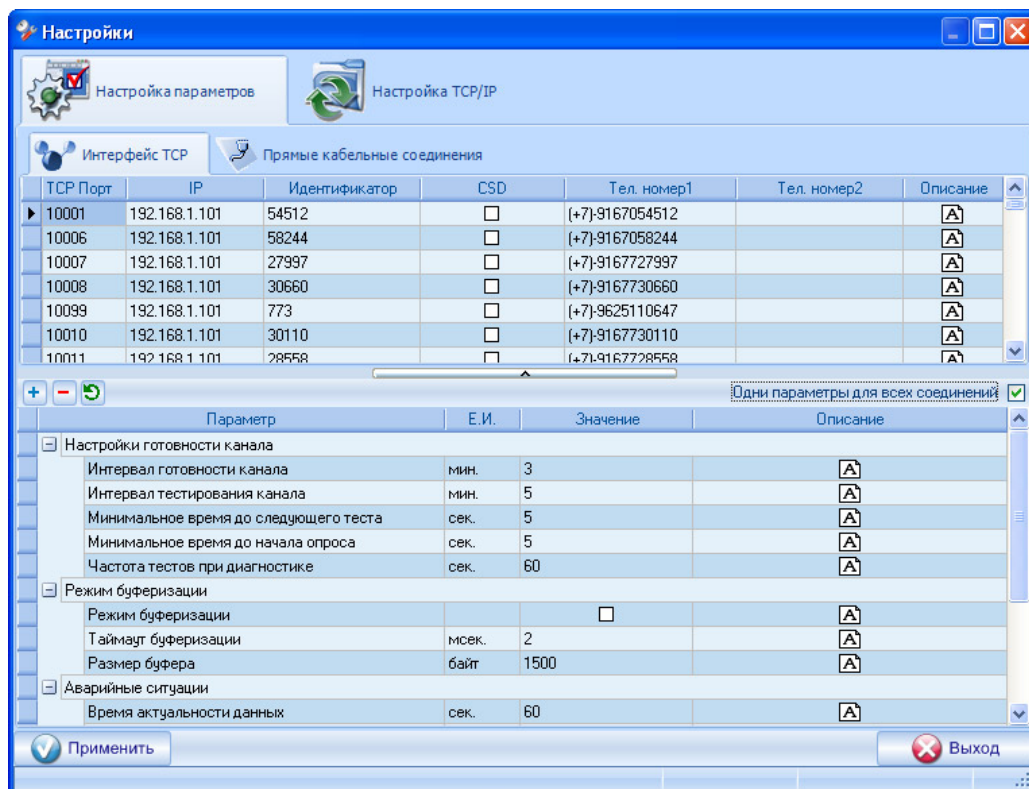
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.17.ТД

Лист

32

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф	Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.307	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	2	372	418	46

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	653	910	65

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБИЧЕН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБИЧЕН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД

Лист

33

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">- поверку АИИС КУЭ;- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.					
			<p>7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока</p> <p>Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.</p> <p>Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.</p>					

						ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист
							34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электро-энергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).</p> <p>Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.</p> <p>7.6 Контроль точности результатов измерений</p> <p>Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.</p> <p>Задачами контроля точности являются проверки:</p>						
									Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД		35	

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f(5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f(20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист 36
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

<i>Элемент системы</i>	<i>Тип</i>	<i>Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений</i>
<i>Счетчик</i>	<i>ПСЧ-4 ТМ.05.МК</i>	<i>62838</i>

<i>Инд. № подл.</i>	<i>Подп. и дата</i>	<i>Взам. инв. №</i>

						<i>ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД</i>	<i>Лист</i>
							<i>37</i>
<i>Изм.</i>	<i>Колуч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

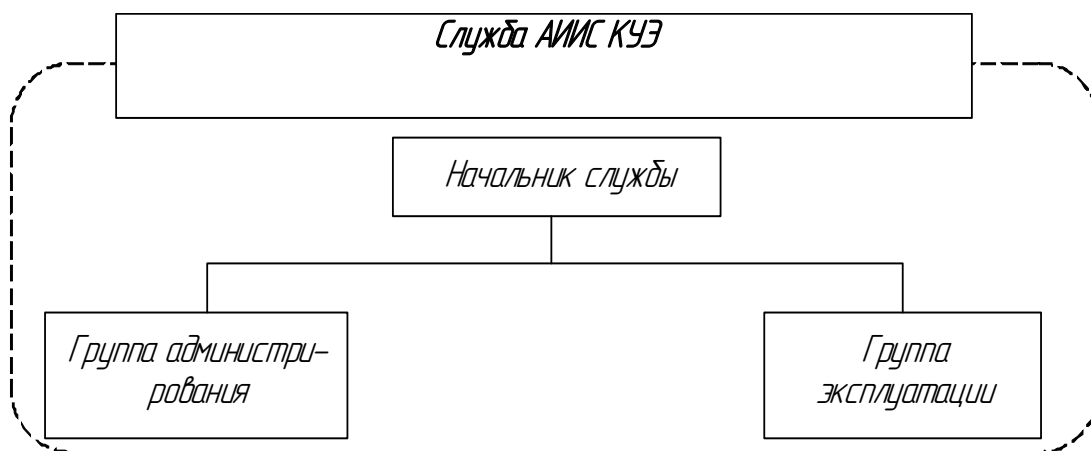


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД	Лист
										38
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ИВК;	<ul style="list-style-type: none">– внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.– обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и
	Основные функции группы эксплуатации:
	<ul style="list-style-type: none">– контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;– проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;– проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КУЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КУЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КУЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КУЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КУЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист
										39
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 21 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

Согласно ГОСТ 27.002–89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надёжности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии;
- УСПД.

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003–90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	21

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003–90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

Измерительные ТТ и ТН относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									40
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.17.ТД			

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Щкаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надёжности:

- а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:
средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;
средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.
- б) для счетчиков электроэнергии:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;
среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.
- в) для системы шкафов УСПД:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;
время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надёжности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надёжности.

Расчет показателей надёжности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надёжности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надёжности приведены в таблице.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии.</p> <p>ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>							
									ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		41

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	21	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИМК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	21	165000	0,0001273
Итого для ИМК					0,0001273

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИБКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИБКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
									42
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

ИЭТ.83.2020.03СК.17.ТД

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0001335227$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 7489 \text{ ч.}$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 7489 / (2 + 7489) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$					
			$K_r = 7489 / (2 + 7489) = 0,99.$					
			<p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД		Лист
								43

ходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжелых последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									44
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;
 - доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.17.ТД	Лист 45
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;

- резервирование коммерческой информации на внешние носители.

в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:

- поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;

г) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;

- для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.

д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;

- полное тестирование и выявление неисправных устройств;

- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП.

Расчет и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t ,$$

где Q — количество запасных элементов;

N — количество элементов на подстанции;

t — % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:</p> $Q = N * t ,$ <p>где Q – количество запасных элементов;</p> <p>N – количество элементов на подстанции;</p> <p>t – % (на основании договора).</p> <p>Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».</p>					
<p>ИЗТ.83.2020.ОЭСК.17.ТД</p>						Лист		
						46		

*“Создание автоматизированной информационно –измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии ”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 6/0,4 кВ №8 “ш.Тайбинская”

ТОМ 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.17. РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.СБ.01	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.СБ.02	Схема электрическая принципиальная распределительной сети	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.С 7	План расположения оборудования и проводок	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.С 5.01	Схема подключения вторичных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.С 5.02	Схема подключения информационных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

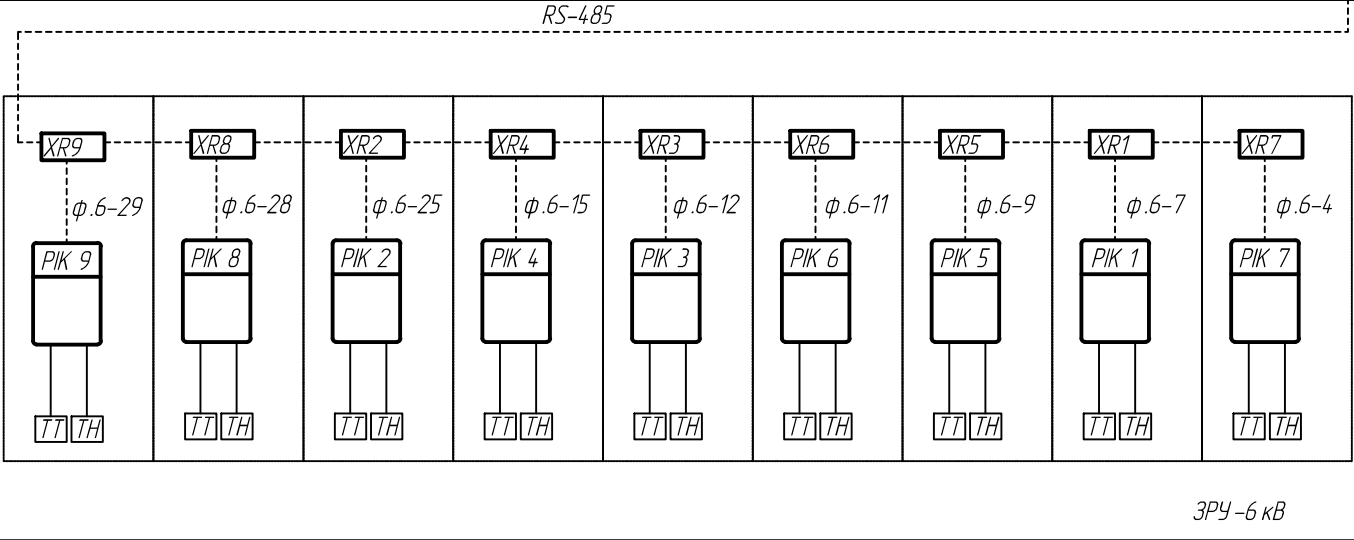
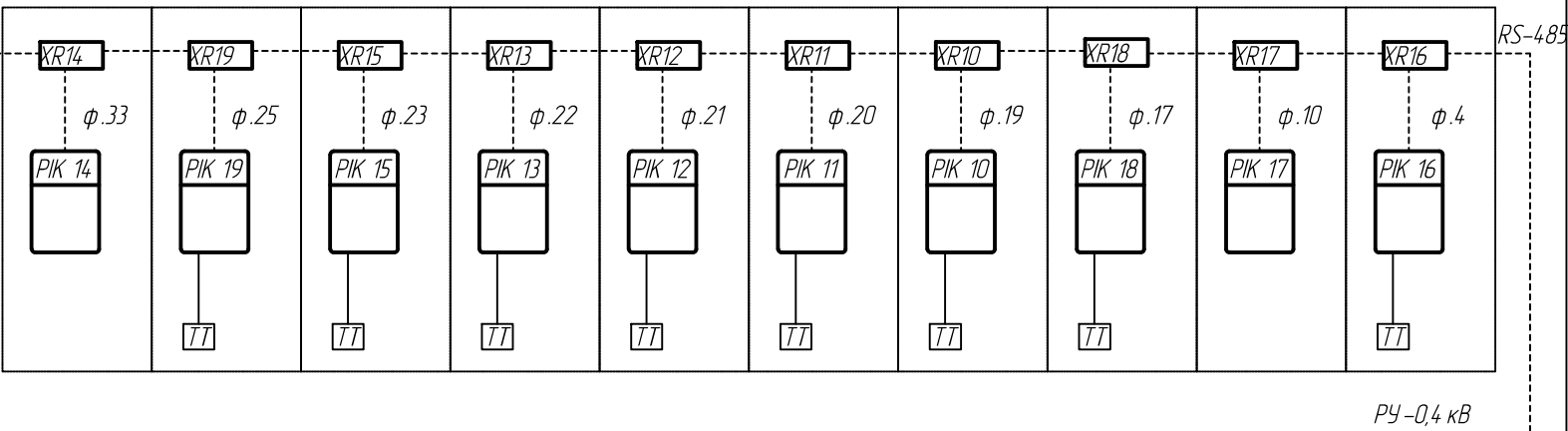
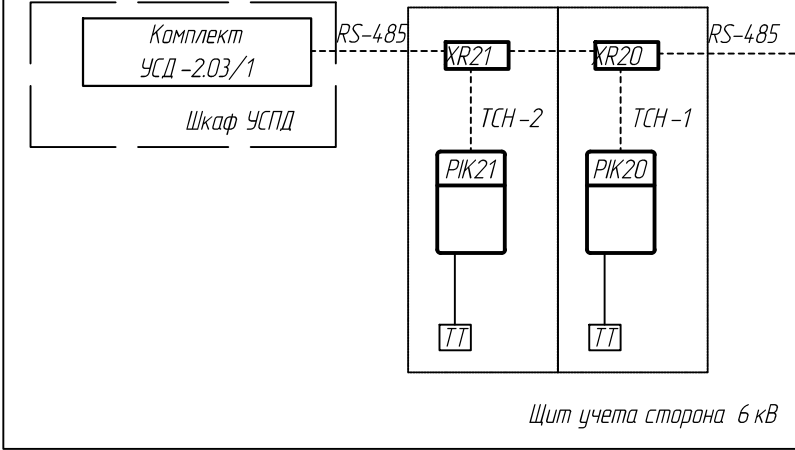
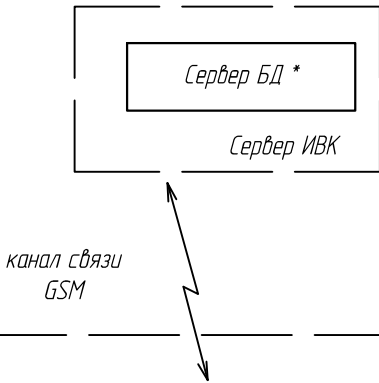
Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем.
Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.ТП

ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайшинская"

Стадия	Лист	Листов
Р		1
ООО "Инэнерготех"		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK1 – PIK10	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	10	
2	PIK10 – PIK13, PIK15, PIK16, PIK18, PIK19	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	9	
3	PIK14, PIK17	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.21	2	
4	XR1-XR21	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	21	

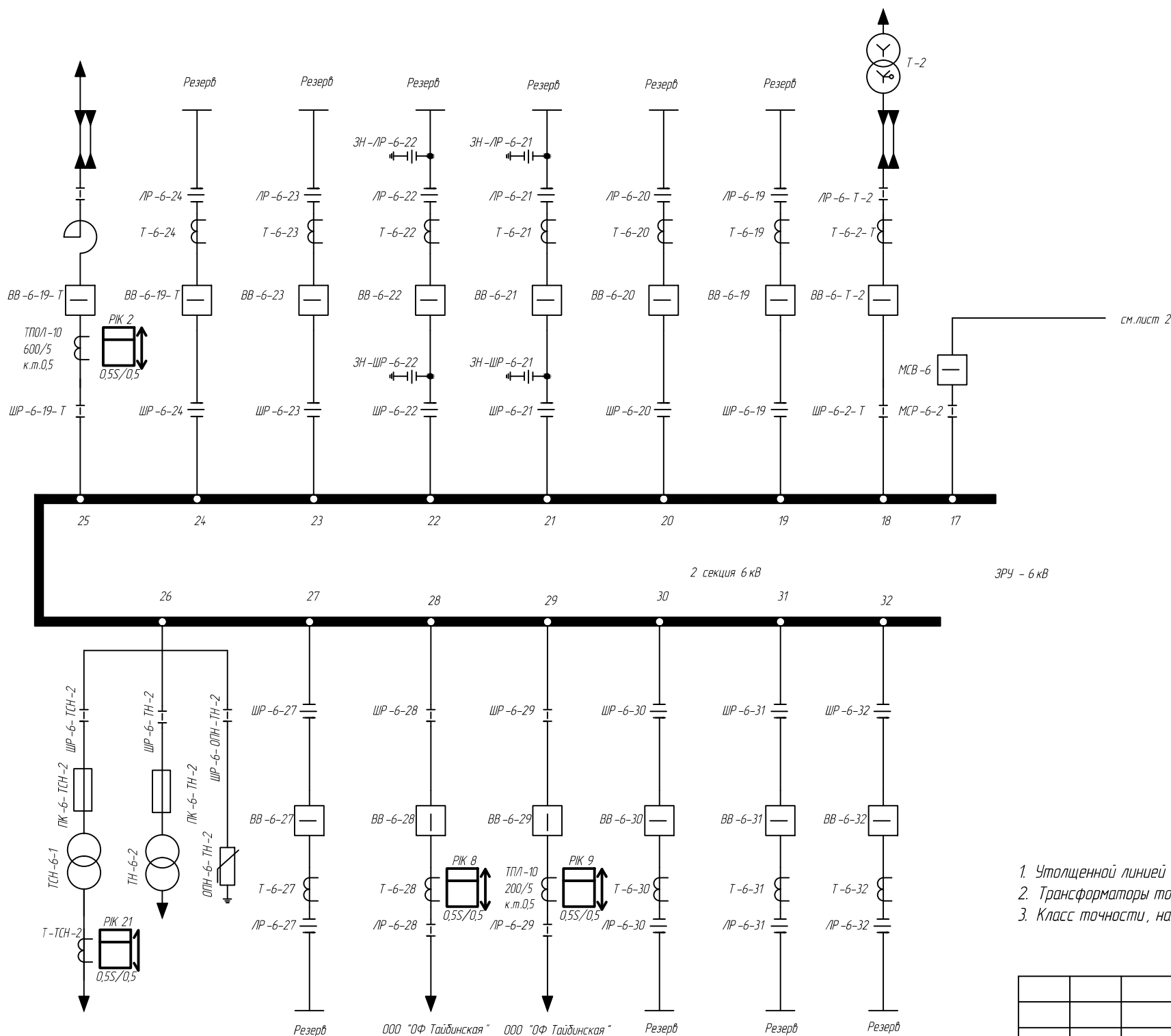


ПС 6/0,4 кВ №8 "ш.Тайдинская"

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.С 1			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайдинская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р		1
Провер.	Козлов				2020	Схема структурная	ООО "Инэnergотех"		
Утв.	Савченко				2020				

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

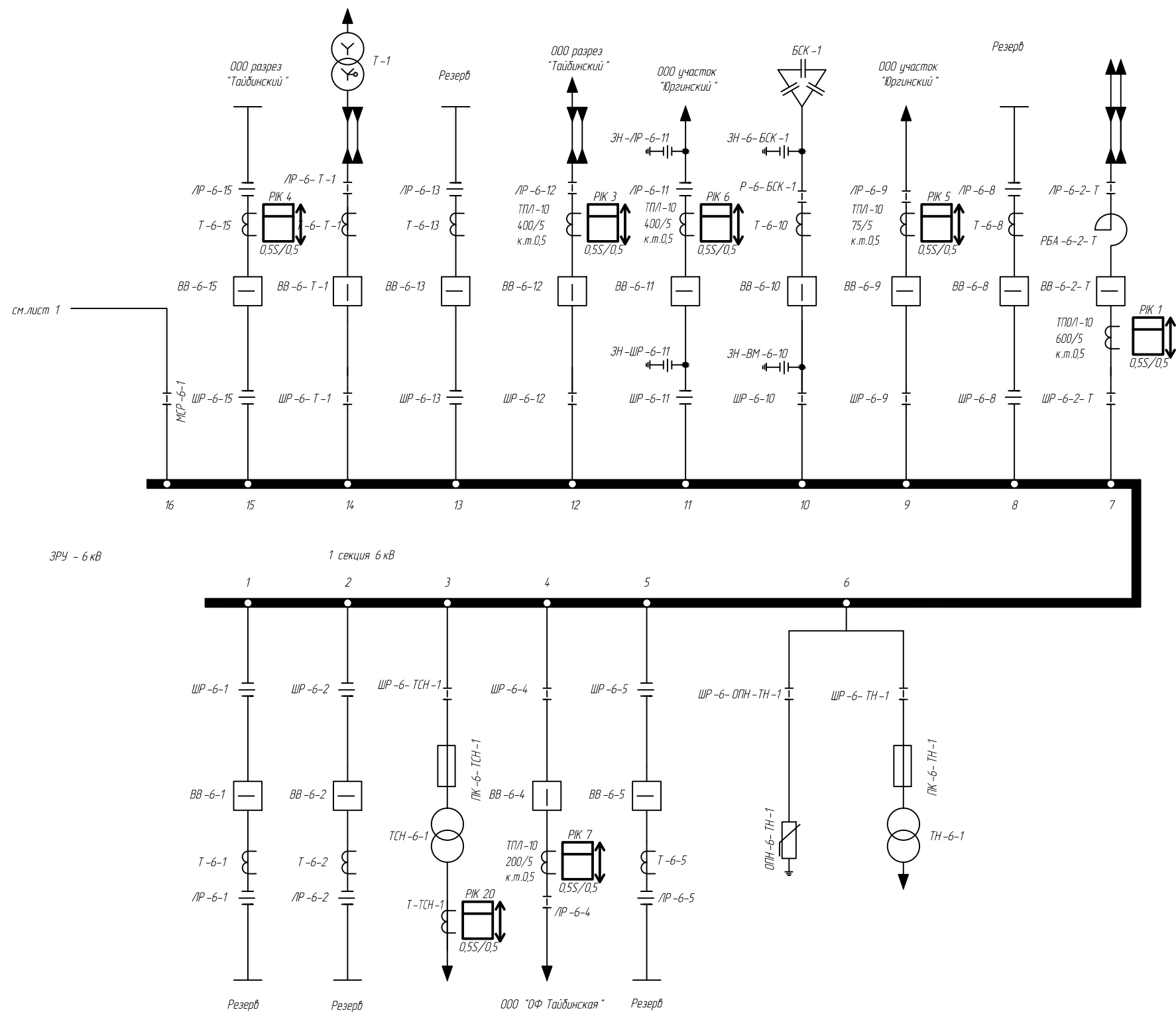
ПС 6/0,4 кВ №8 "ш.Тайдинская"



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.СБ.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайдинская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	3
Провер.	Козлов				2020	Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

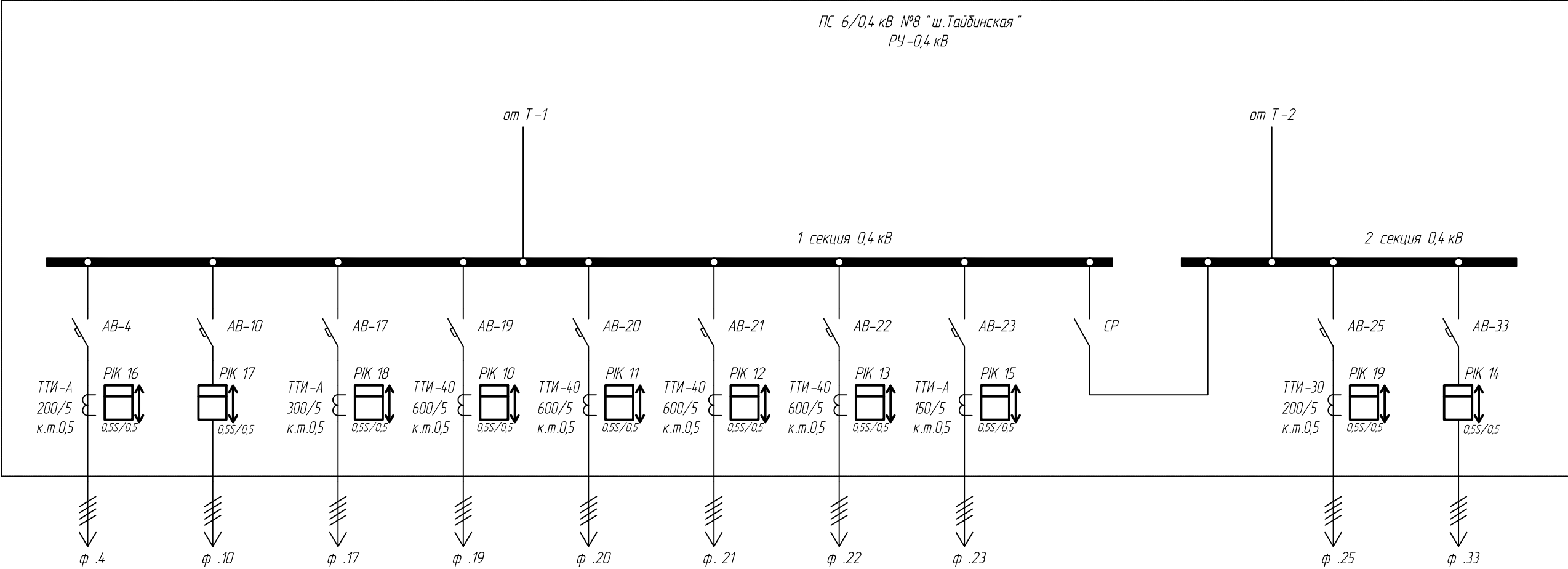
ПС 6/0,4 кВ №8 "ш.Тайдинская"



Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

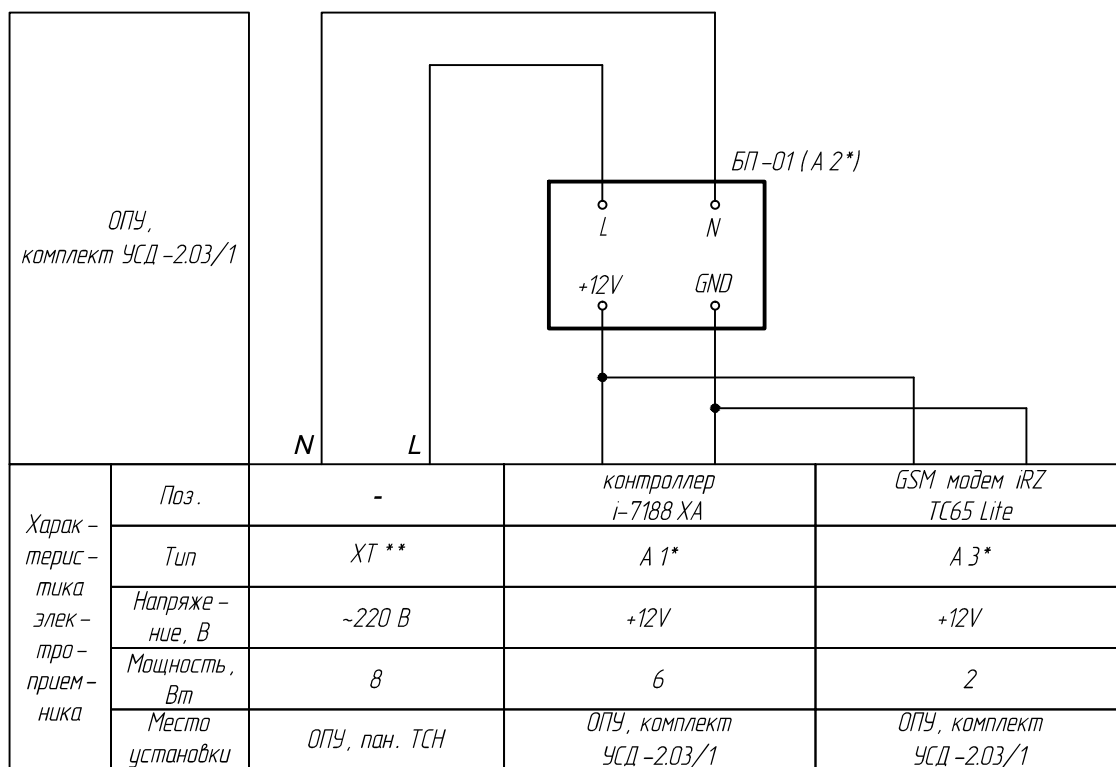
ИЭТ.83.2020.03СК.17.РД.СБ.01



1. Рубильники и счетчики электроэнергии, не показанные на схеме, не входят в состав АИИС КУЭ ООО "ОЭСК".

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.СБ.01	Лист
							3
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



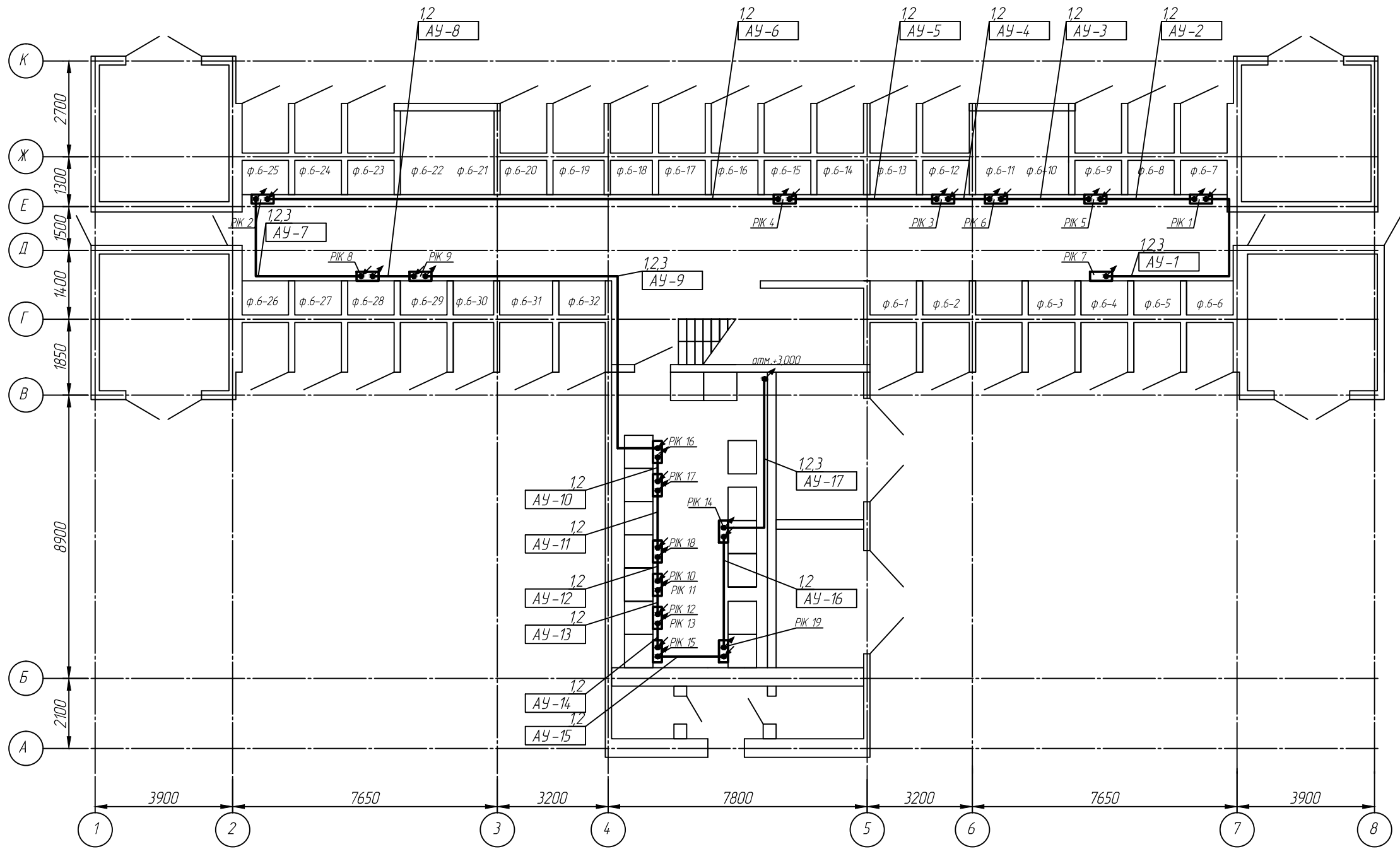
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.
3. ** - существующее оборудование. Место подключения питания УСД -2.03/1 определить при монтаже.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.СБ.02

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.СБ.02			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Логашева				2020	ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайдинская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.	Козлов				2020		Р		1
						Схема электрическая принципиальная распределительной сети	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

ПС 6/0,4 №8 "ш.Тайдинская"
ЗРУ-6 кВ
Первый этаж



Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

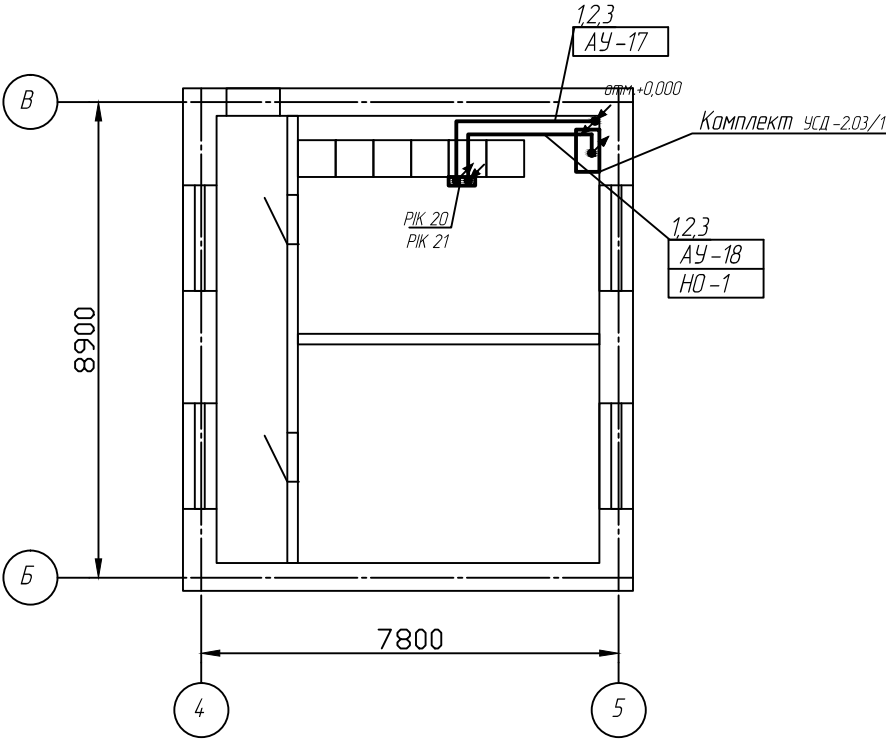
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.С 7

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Логашева				2020	ПС 6/0,4 №8 "ш.Тайдинская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.	Козлов				2020		Р	1	2
						План расположения оборудования и проводок			
Утв.	Савченко				2020		ООО "Инэнерготех"		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	100	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	38	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	100	

ПС 6/0,4 №8 "ш.Тайбинская"
 ЗРУ -6 кВ
 Второй этаж
 Помещение щита учета сторона 6 кВ



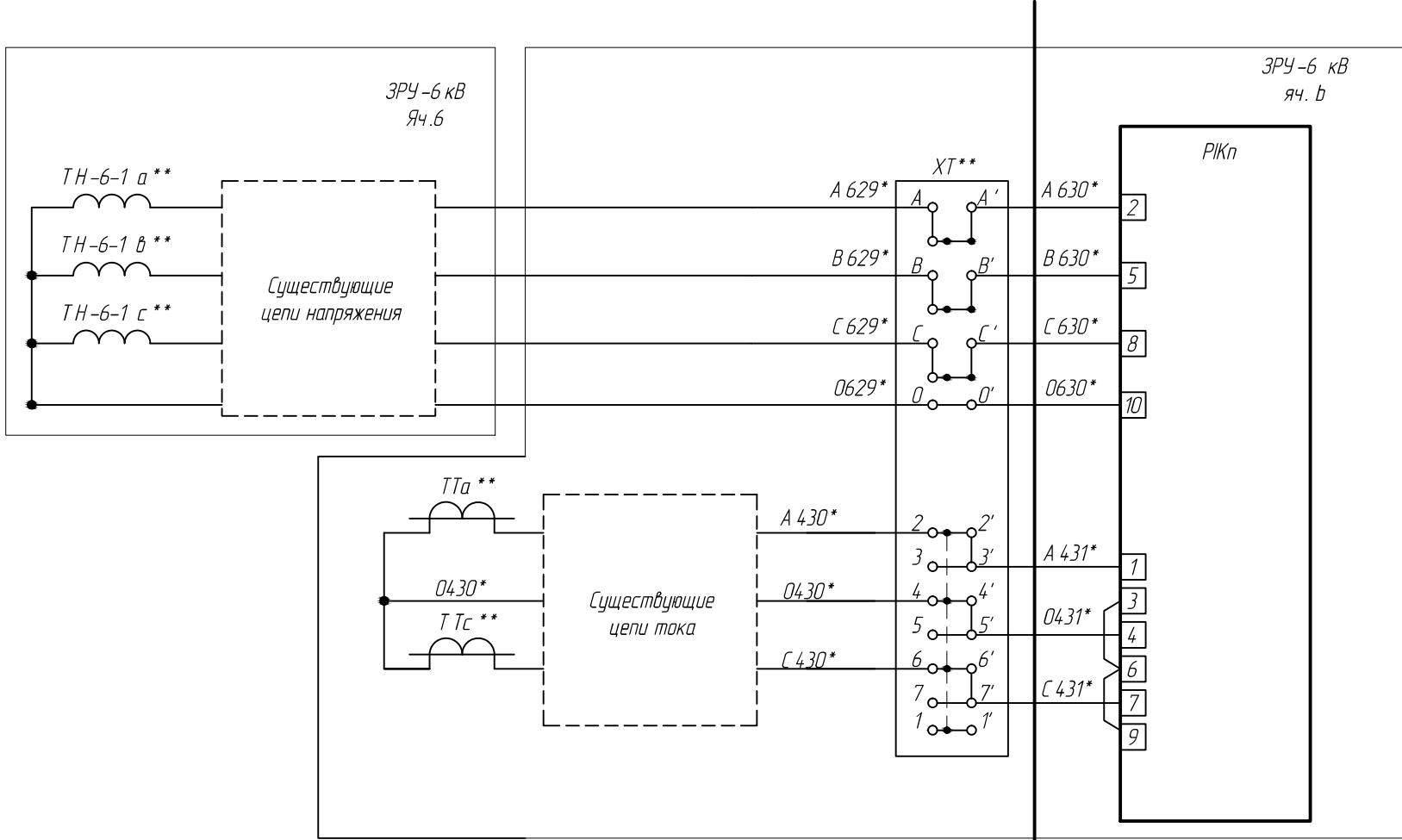
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.РД.С7

Лист
2

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 6/0,4 кВ №8 "ш.Тайдинская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.17.РД)

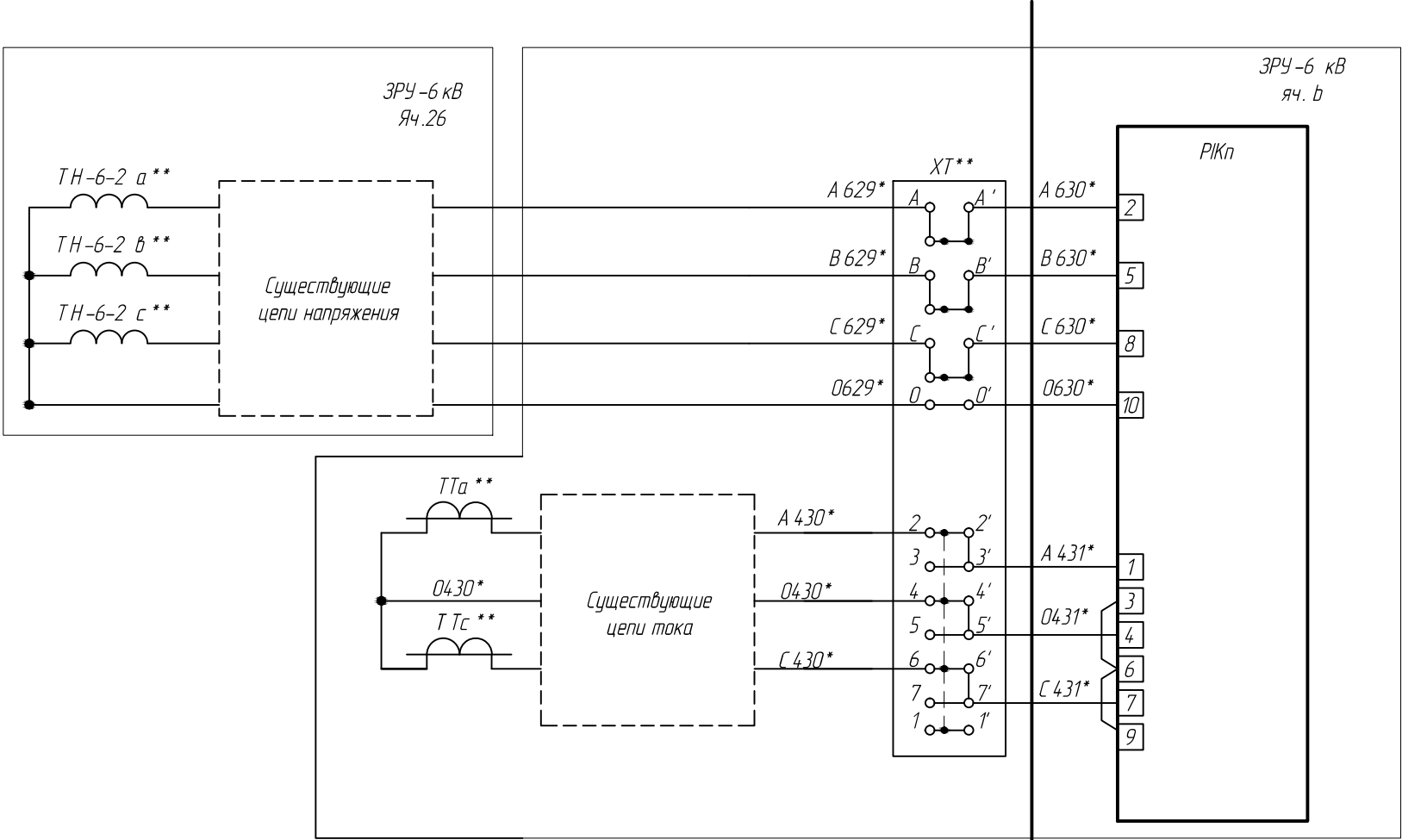
Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	ЗРУ-6 кВ,яч. б	Р/К п
Ввод 6-2- Т, ф.7	7	1
ф. 6-12	12	3
ф. 6-15	15	4
ф. 6-9	9	5
ф. 6-11	11	6
ф. 6-4	4	7

1. Утолщенной линией показана вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** - существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

						ИЕТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.С 5.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайдинская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	4
Провер.	Козлов				2020	Схема подключения вторичных цепей	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 6/0,4 кВ №8 "ш.Тайбинская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.17.РД)

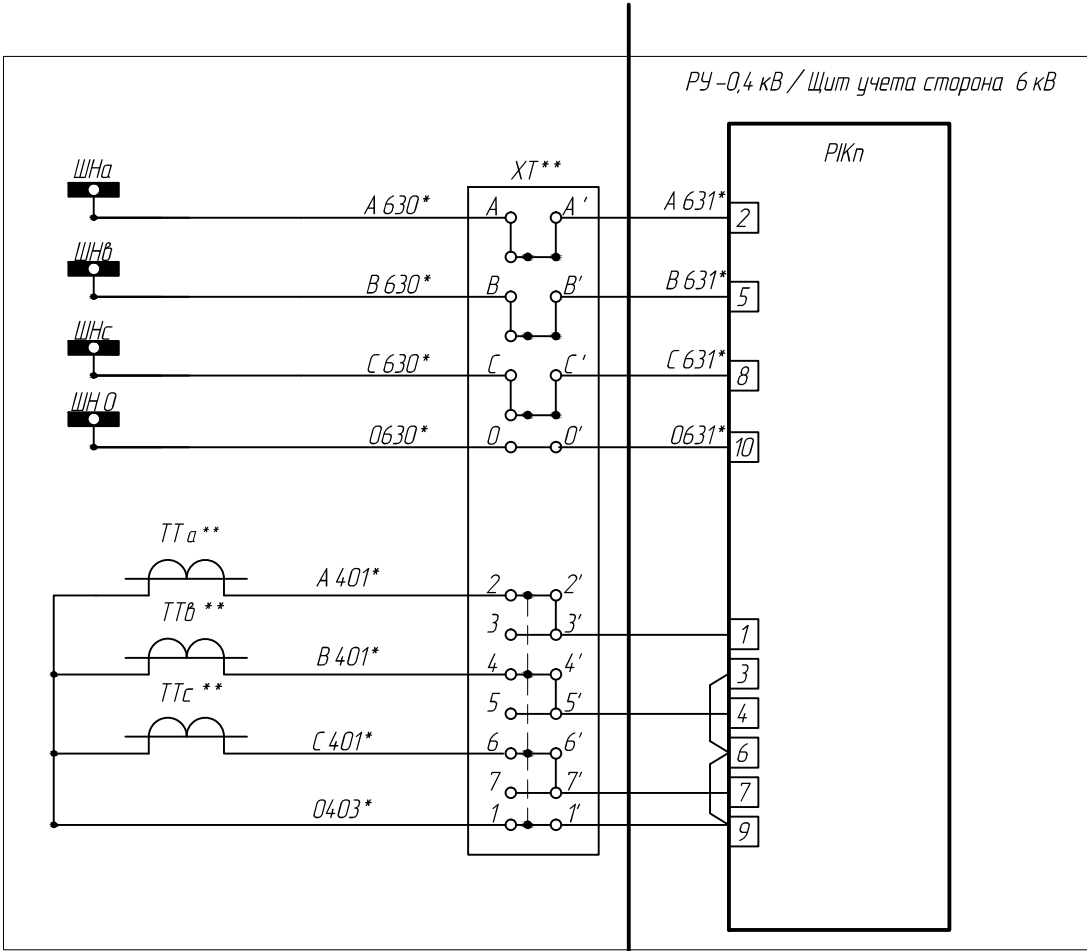
Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	ЗРУ-6 кВ,яч. b	РК n
Ввод 6-19-Т, ф.25	25	2
ф.6-28	28	8
ф.6-29	29	9

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** - существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инд. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 6/0,4 кВ №8 "ш.Тайдинская"

По разработанному проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.17.РД)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РК п
ф. 19	10
ф. 20	11
ф. 21	12
ф. 22	13
ф. 23	15
ф. 4	16
ф. 17	18
ф. 25	19
ТСН-1	20
ТСН-2	21

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** – существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

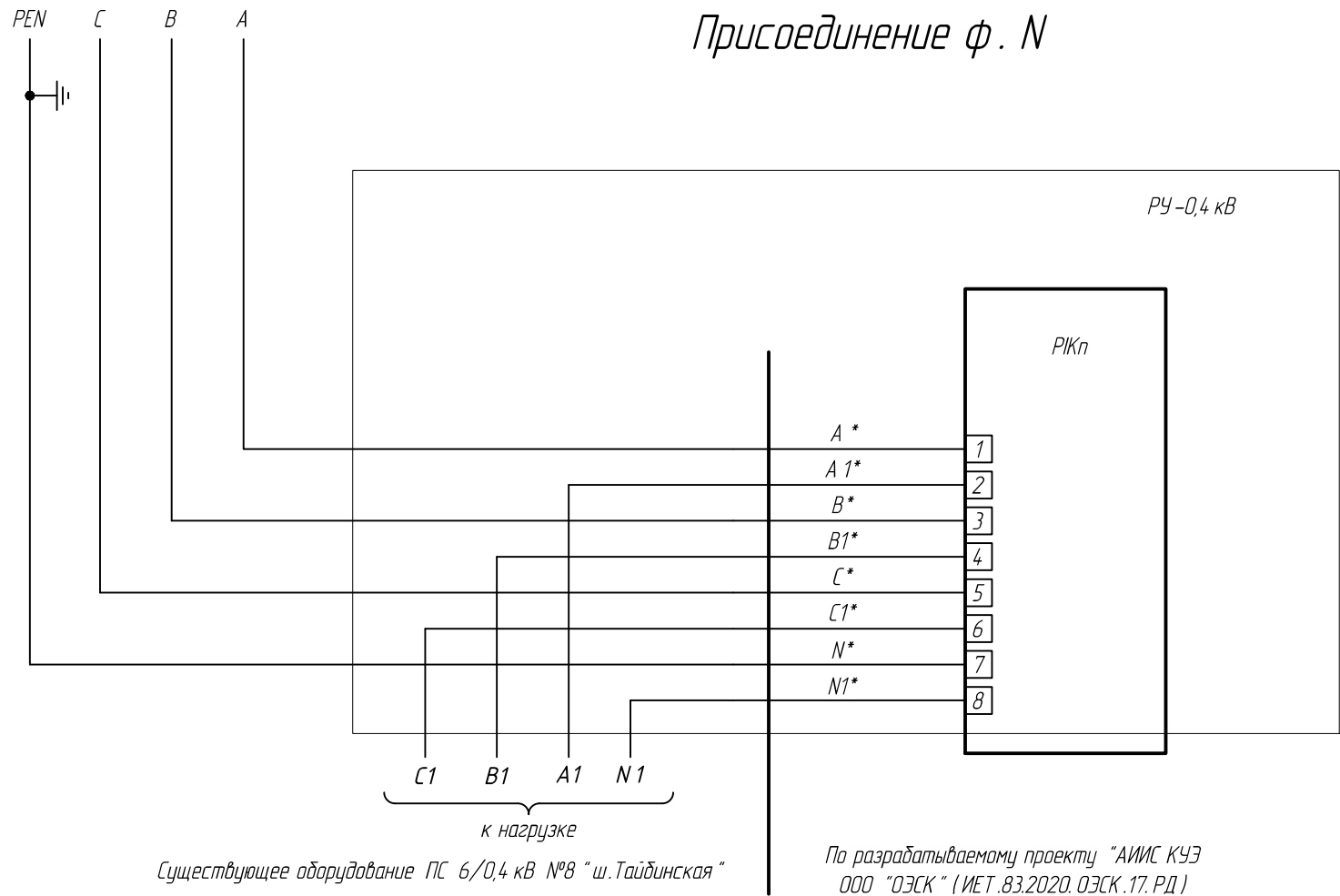


Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РІК п
ф. 33	14
ф. 10	17

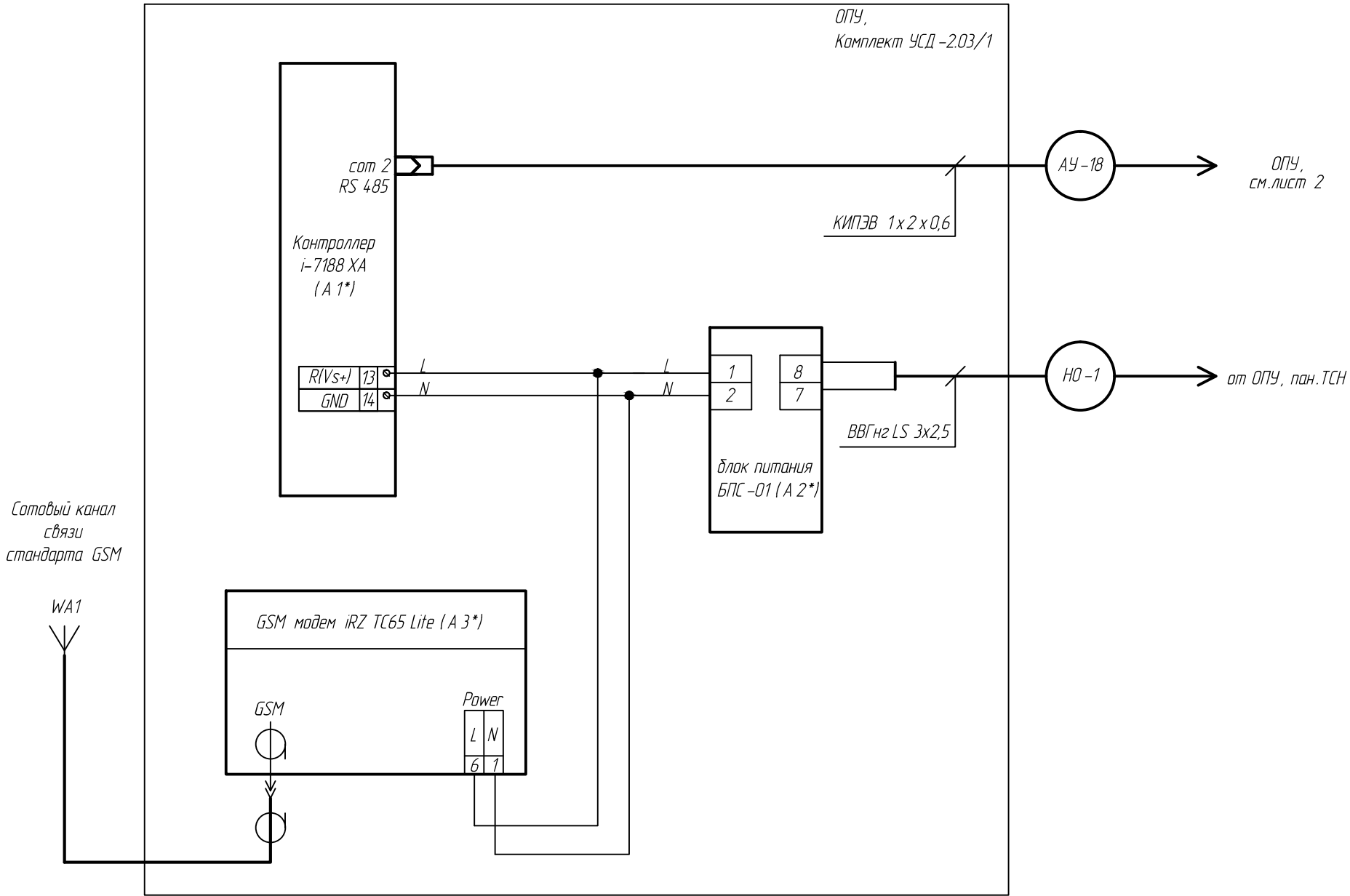
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** – существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Согласовано

Взам. инв. №

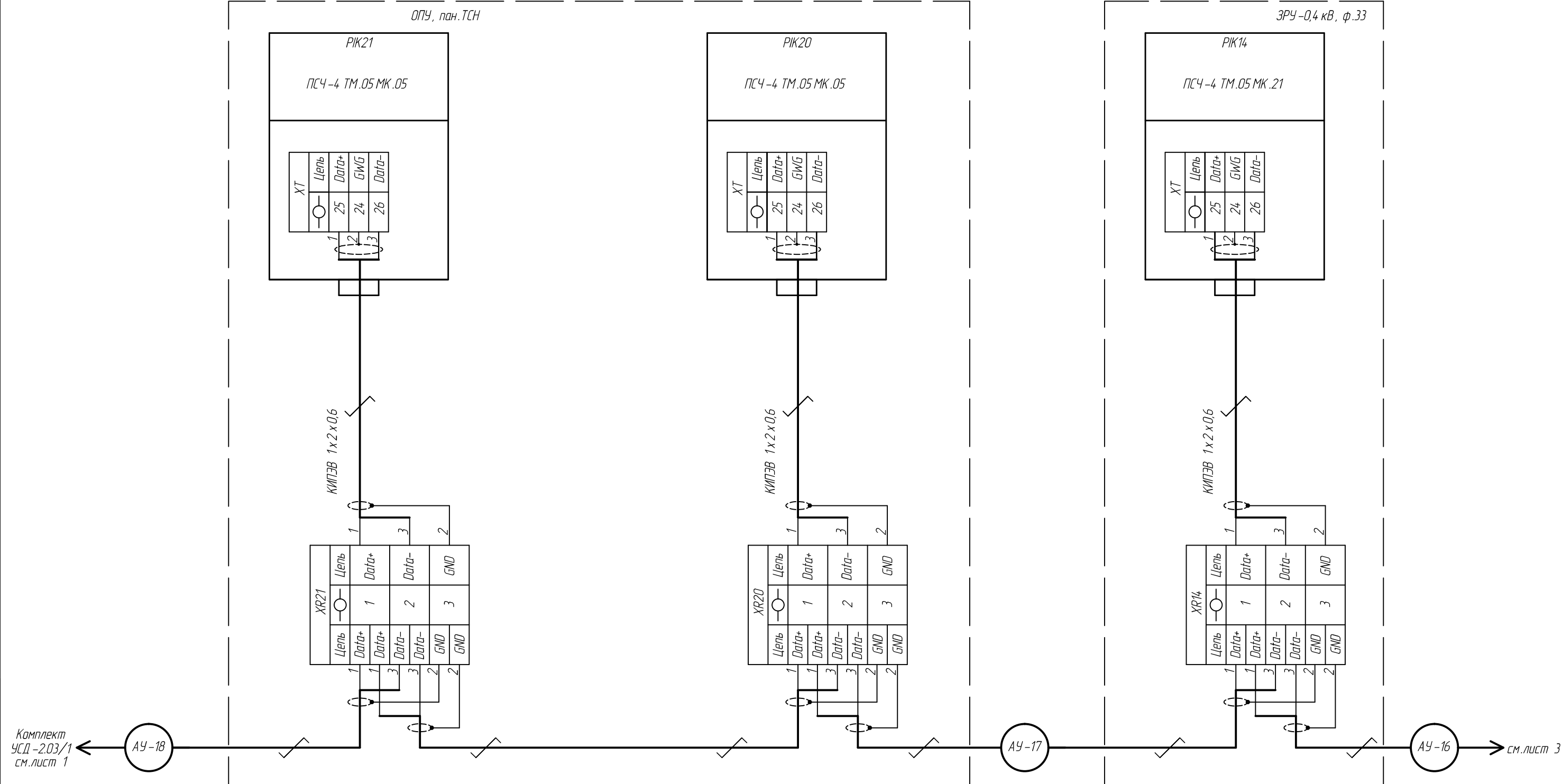
Подпись и дата

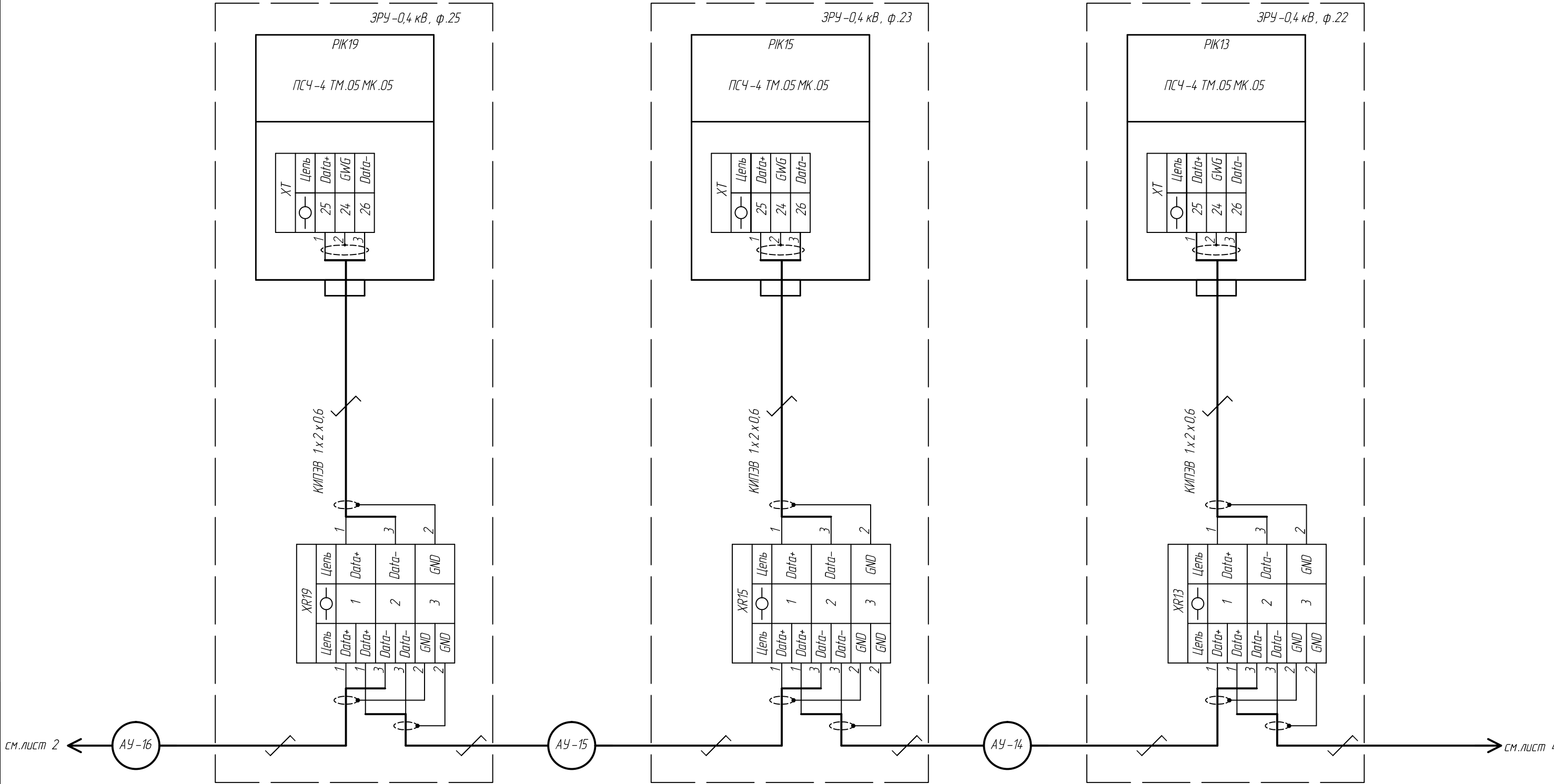
Инв. № подл.



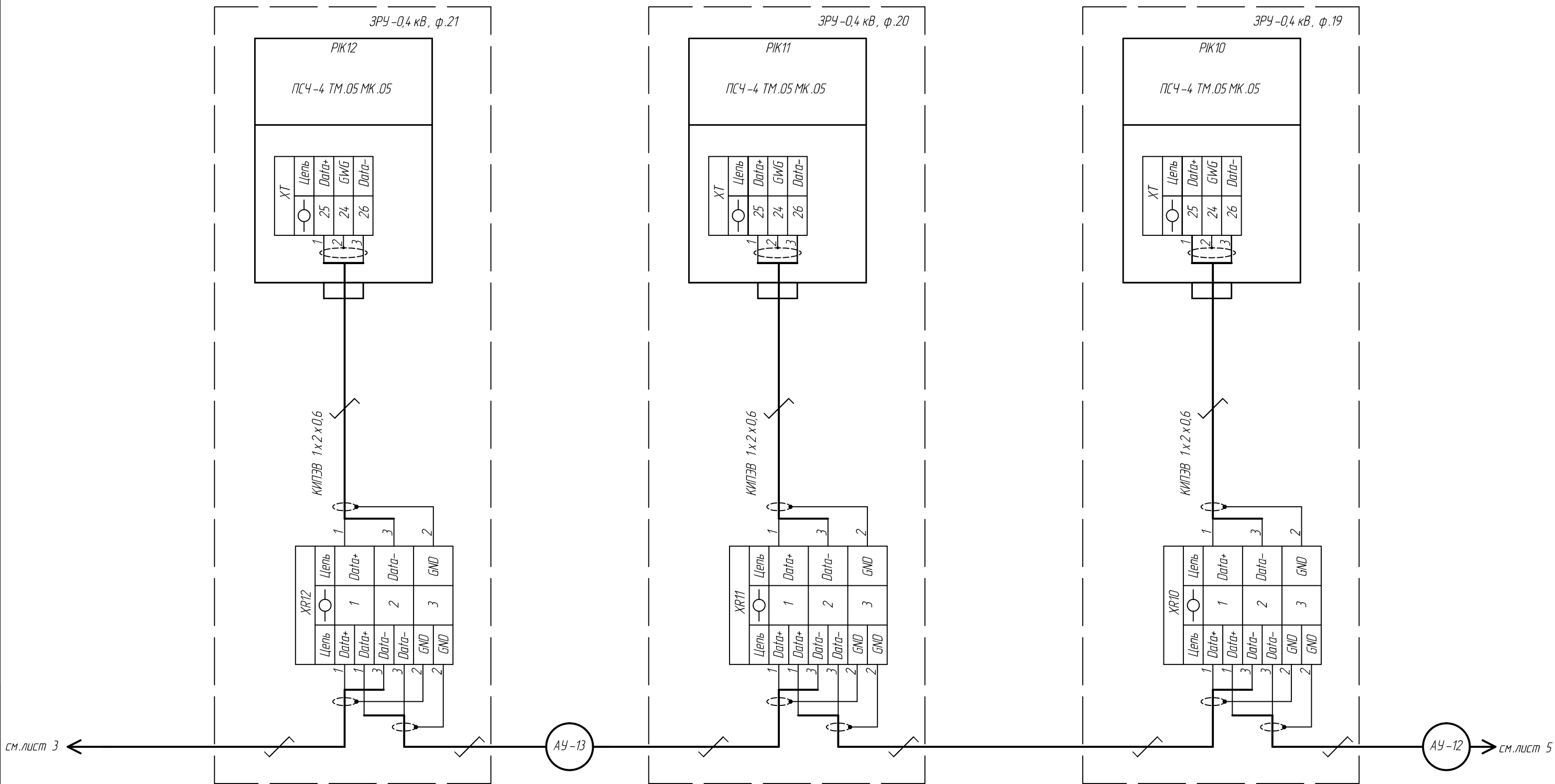
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * – обозначение прибора по паспорту.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.С 5.02			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайдинская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	8
Провер.	Козлов				2020	Схема подключения информационных цепей	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				





Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



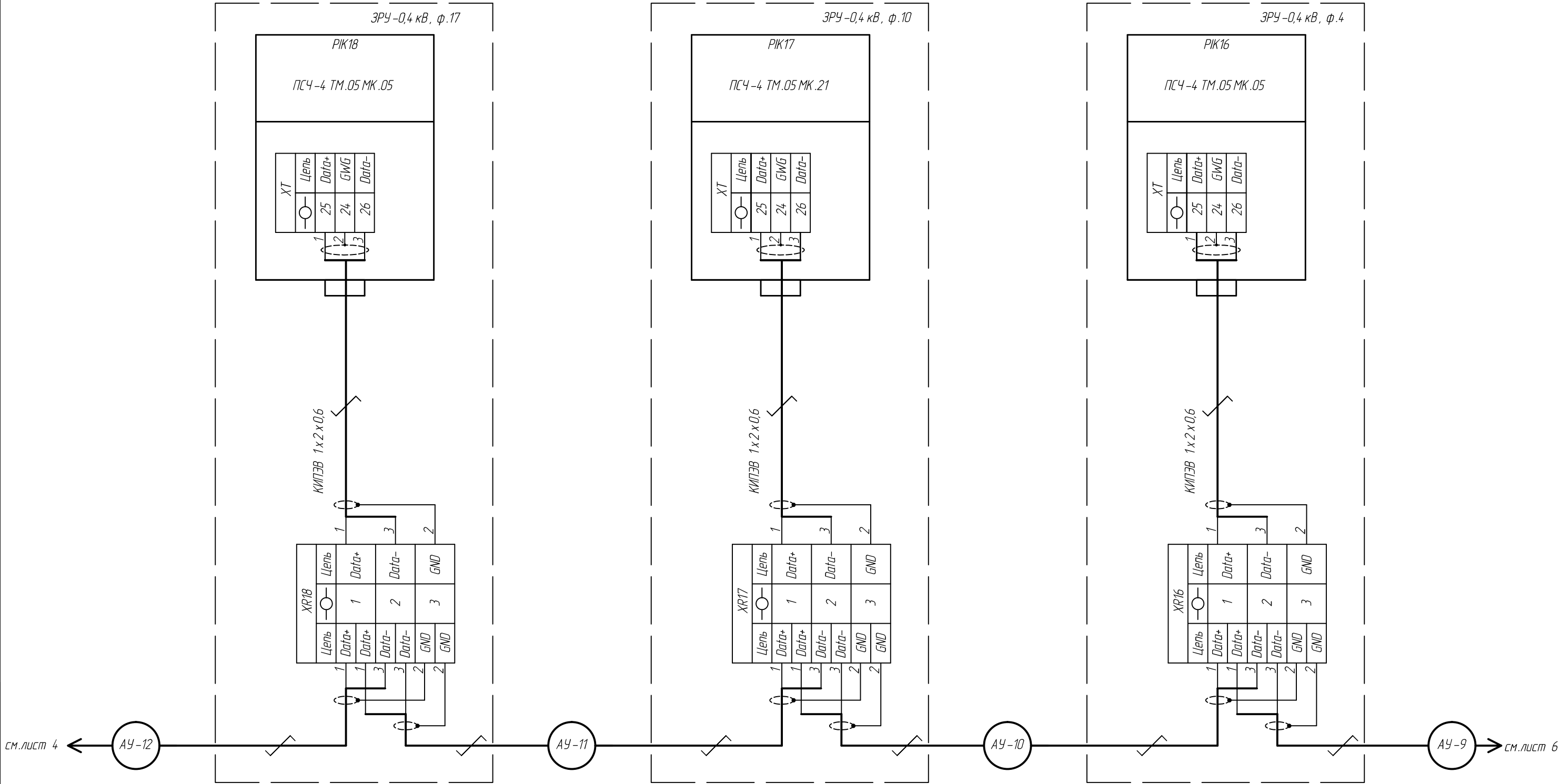
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

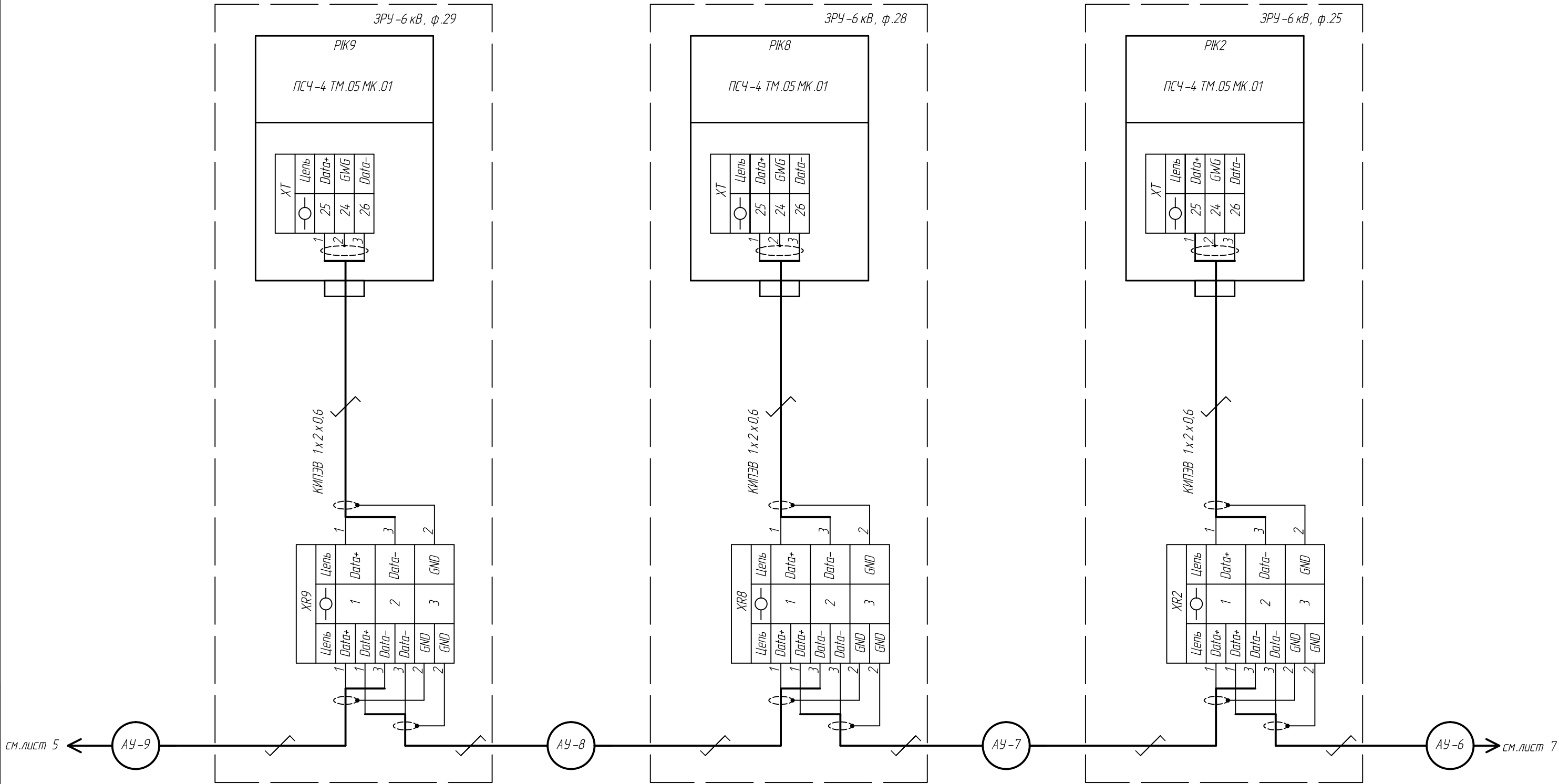
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.РД.С5.02

Формат А3

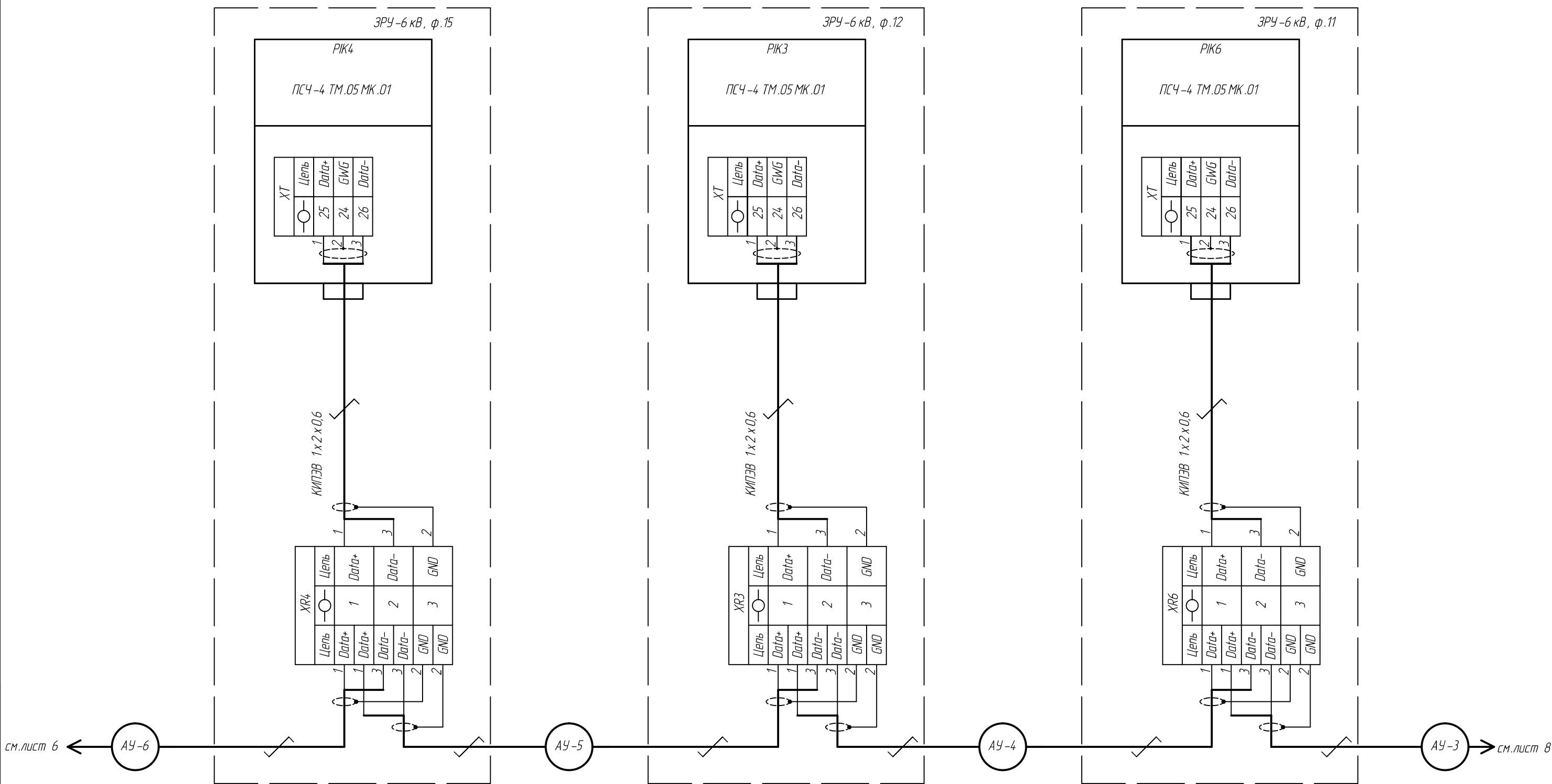
Ауст

 Δ





Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



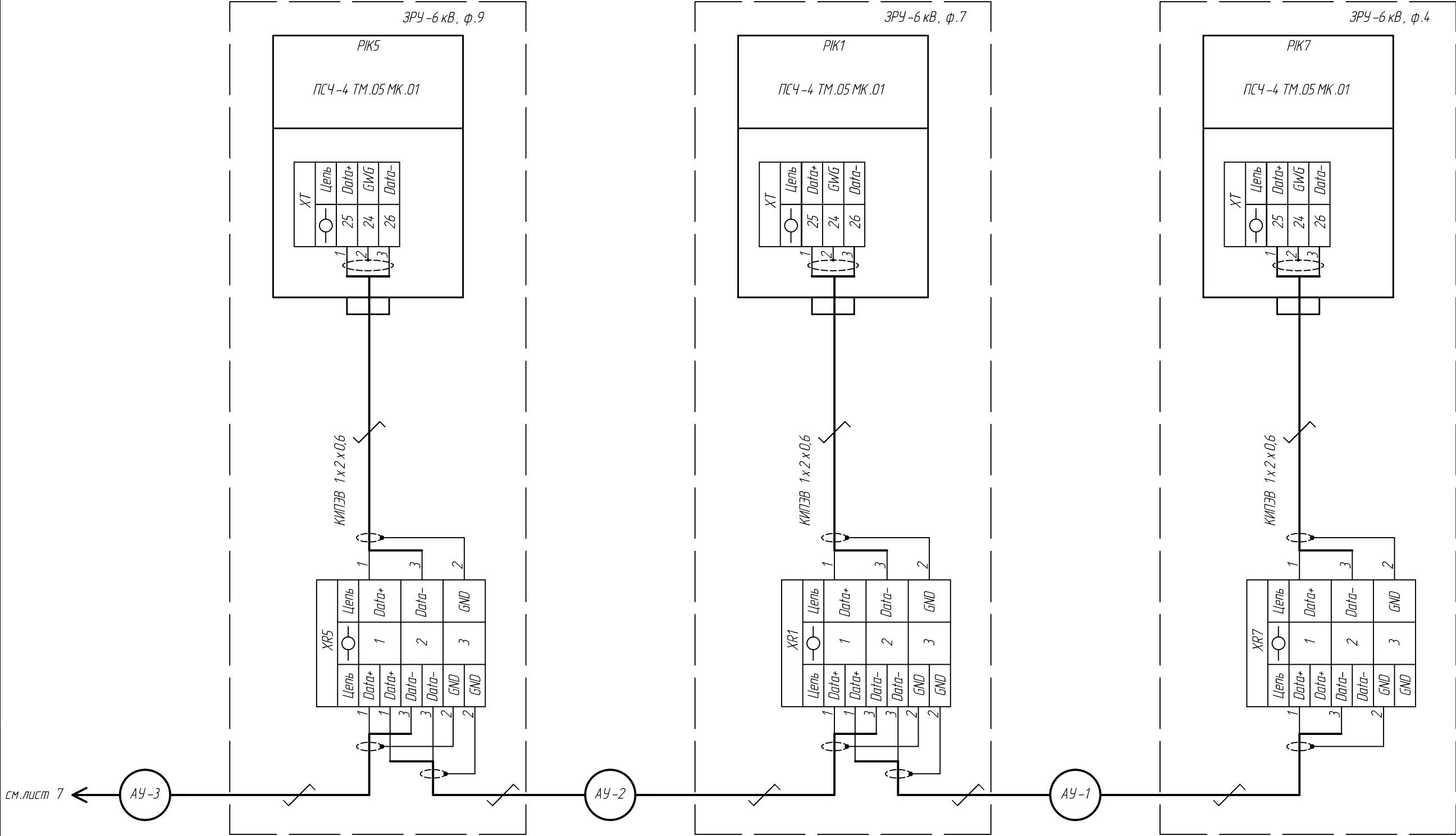
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.РД.С5.02

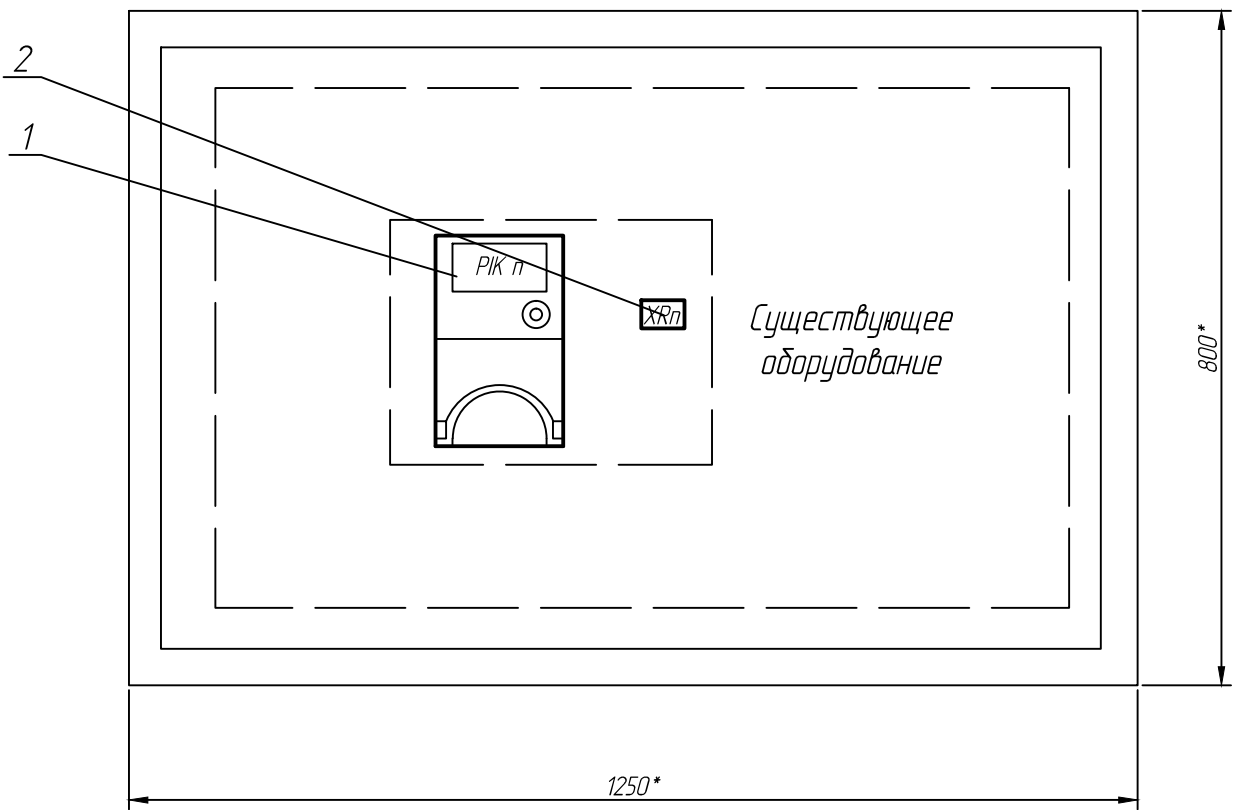
Формат А3

Ауст

7



Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –6 кВ, ф. N



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РИК п	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	1	
2	ХР п	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РИК п
ф. 7	1
ф. 25	2
ф. 12	3
ф. 15	4
ф. 9	5
ф. 11	6
ф. 4	7
ф. 28	8
ф. 29	9

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.
6. Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.СА			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 6/0,4 №8 "ш.Тайдинская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	4
Провер.		Козлов			2020	Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК п	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	1	
2	XR п	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16	7	

Чертеж установки счетчика
электрической энергии
РУ-0,4 кВ, ф. N

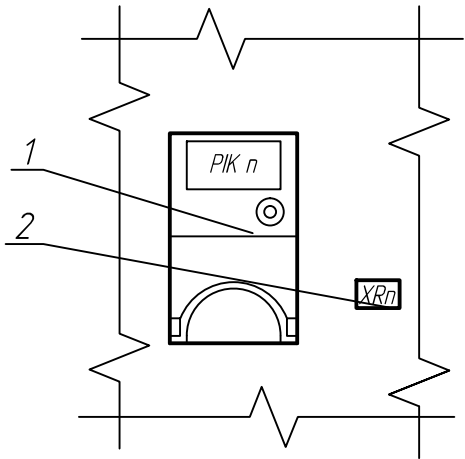


Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РК п
ф. 19	10
ф. 20	11
ф. 21	12
ф. 22	13
ф. 23	15
ф. 4	16
ф.17	18
ф. 25	19

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.
- Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.РД.СА

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РПК п	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.21	1	
2	XR п	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

Чертеж установки счетчика
электрической энергии
РУ-0,4 кВ, ф. N

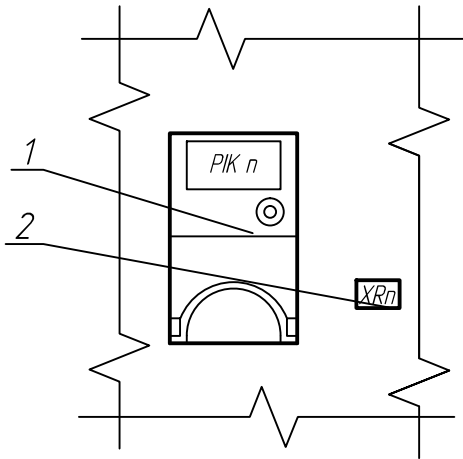


Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РПК п
ф. 33	14
ф. 10	17

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.
- Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.

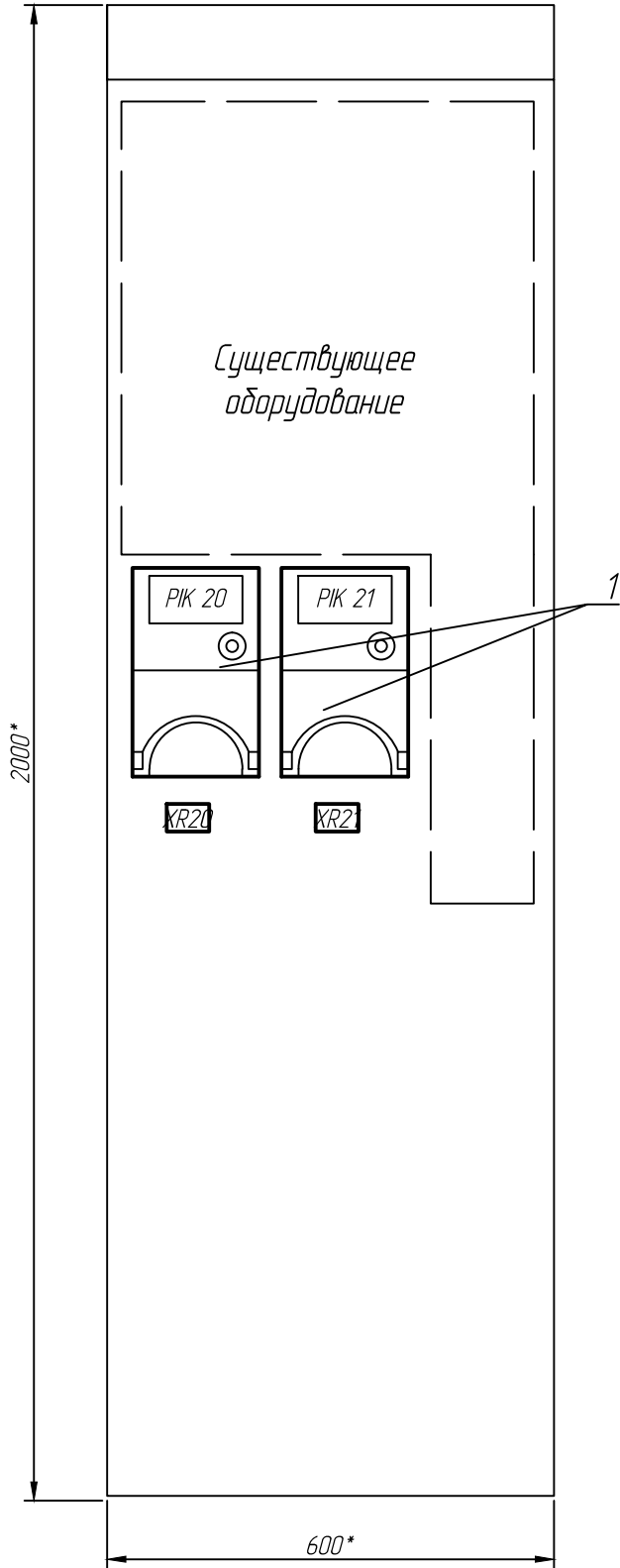
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.РД.СА

Лист
3

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Чертеж установки счетчиков
электрической энергии
Щита учета сторона 6 кВ



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК 20, РІК 21	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
2	XR 20, XR 21	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	2	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	14	

1. Утолщенной линией показана вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.РД.СА	Лист
							4
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Согласовано

			Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы	Примечания
			1	2	3	4	5	6	7	8	9
				Монтаж в ПС							
				Приборы							
				Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(57,7-115)/(100-200)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	17		
				Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(120-230)/(208-400)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	2		
				Счетчик трехфазный прямого включения 3х(120-230)/(208-400) 5(100)А	ПСЧ-4 ТМ.05МК.21		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	2		
				Комплект УСД-2.03/1	УСД-2.03/1		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	1		
				Электроаппаратура							
				Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт	21		
				Кабели и провода							
				Кабель для интерфейса RS-485 (витая пара)	КИПЭВнг (А)-LS 1х2х0,6		НПП "Спецкабель"	м	250		
				Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 3х2,5	ГОСТ Р 53769-2010			м	20		
				Монтажные материалы							
				Труба гофрированная ПНД, d=20мм			"TDM Electric"	м	100		
				Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16				шт	147		
				Ремешок -хомут 300х4,8 (JSS 4,8х300)	JSS 4,8х300			шт	100		
				Бирка кабельная маркировочная У134 У3.5	У134 У3.5			шт	38		
					0				0		

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС-818 «Костромовская» 110/6,3/6,6кВ

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14. ТРП

2020

Согласовано	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД	Техническая документация	46		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.РД	Рабочая документация	21		

Технические решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правил взрывобезопасности, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Главный инженер проекта

А.В.Савченко

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.ВД					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						
Разраб.		Логашева									
Пров.		Козлов									
Н.контр.											
Утв.		Савченко									
						АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС -818 «Костромовская» 110/6,3/6,6кВ Ведомость технорабочего проекта		Стадия	Лист	Листов	
								ТП		1	
						ООО "Инэнерготех"					

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС-818 “Костромовская” 110/6,3/6,6кВ

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во ли- стов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС-818 «Костромовская» 110/63/6,6кВ.

Технорабочий проект выполнен на основании:

- Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;
- Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС-818 «Костромовская» 110/6,3/6,6кВ находится в Ленинск-Кузнецком районе, Подгорновская сельская территория, Промплощадка шахты «Костромовская» и имеет распределительные устройства 110 и 6кВ.

В настоящее время подстанция присоединяется к энергосистеме двумя отпайками ВЛ-110 Беловская-Новоленинская-1 и ВЛ-110 Беловская-Новоленинская-2

ОРУ-110кВ кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным выключателем. В цепях присоединений в ОРУ-35кВ установлены трансформаторы напряжения типа НКФ-110 и трансформаторы тока ТФЗМ-110Б.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6кВ мощностью 16 МВА. Параллельная работа двух трансформаторов на ПС запрещена.

ПС-818 «Костромовская» 110/63/6,6кВ установлена существующая система АИИС КУЭ.

Вновь устанавливаемая система АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» на ПС-818 «Костромовская» 110/6,3/6,6кВ устанавливается в параллельную работу.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КЧЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;

Взам. инв. №	<p>Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электро- энергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды под- станции.</p>							
	Подл. и дата	<p>Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспе- чение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.</p> <p>Основные цели АИИС КУЭ:</p> <ul style="list-style-type: none">- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнер- гию) с вышестоящими уровнями;						
Инв. № подл.								ИЗТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подл.	Дата	3	

– обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;
- выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;
- оценки, локализация, поиск потерь электроэнергии;
- формирования всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

Основные функции АИИС КУЭ:

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСПД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/GSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСПД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения баланс отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

14 Описание процесса деятельности

Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС-818 «Костромовская» 110/6,3/6,6кВ представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.

Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	14 <i>Описание процесса деятельности</i>									
			<p>Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС-818 «Костромовская» 110/6,3/6,6кВ представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.</p> <p>Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности</p>									
							ИЗТ.83.2020.03СК.14.ТД				Лист	
											4	
							Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи GSD и GPRS.

1.5 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

1.6 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.</p> <p>ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.</p> <p>ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Normokontrol.</p> <p>ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.</p> <p>ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.</p> <p>ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.</p> <p>ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.</p>					
							ИЗТ.83.2020.03СК.14.ТД	Лист
								5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ГОСТ 20.39.108–85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101–97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110–95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21.404–85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21.406–88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302–80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303–80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304–82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002–89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001–83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003–90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603–92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14254–96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958–76 Система «человек–машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861–83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035–83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206–94 Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207–94 Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563–96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596–2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377–92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.

ГОСТ Р 50739–95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	вия.					
			ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).					
			ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.					
			ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.					
			ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.					
			ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.					
						ИЗТ.83.2020.03СК.14.ТД		Лист
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			6

ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

1.7 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер по обслуживанию оборудования	1
Техник-электромеханик	2

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>казами по предприятию.</p> <p>Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1</p> <p>Таблица 3.1 –Перечень категорий работников и число штатных единиц</p> <table><tr><td colspan="3">Должность</td><td colspan="3">Количество специалистов</td></tr><tr><td colspan="3">Системный администратор</td><td colspan="3">1</td></tr><tr><td colspan="3">Инженер по обслуживанию оборудования</td><td colspan="3">1</td></tr><tr><td colspan="3">Техник-электромеханик</td><td colspan="3">2</td></tr></table>						Должность			Количество специалистов			Системный администратор			1			Инженер по обслуживанию оборудования			1			Техник-электромеханик			2		
		Должность			Количество специалистов																										
		Системный администратор			1																										
		Инженер по обслуживанию оборудования			1																										
Техник-электромеханик			2																												
Инв. № подл.																															

						ИЗТ.83.2020.ОЭСК.14.ТД	Лист
							7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Системный программист-администратор – поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС КУЭ.

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<i>стvenному выполнению ремонта;</i>					
			<i>– обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;</i>					
			<i>– регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;</i>					
			<i>– осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электро– энергии;</i>					
			<i>– осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;</i>					
			<i>– выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архи– ве.</i>					

- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.
-

19 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>учета, остающимся в работе.</p> <p>При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.</p> <p>Ремонтный режим работы</p> <p>В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.</p>							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД	Лист
										9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:
технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;

компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;

на компьютерах установлено программное обеспечение.

Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.

1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КУЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5S – для счетчиков трансформаторного включения.

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	1.11 Решения по установке и монтажу оборудования																							
			<p>Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.</p> <p>Установка счетчиков электроэнергии.</p> <p>Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.</p>																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																					
								10																		

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные кородки.

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием кородки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать кородку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.14.ТД	Лист	
							11	

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС-818 «Костромовская» 110/6,3/6,6 кВ, ввод со стороны ВЛ-110 кВ "Беловская-Наволенинская -1"	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, шкаф счетчиков	ТФЗМ-110Б	100/5	НКФ-110	110000/100
2	ПС-818 «Костромовская» 110/6,3/6,6 кВ, ввод со стороны ВЛ-110 кВ "Беловская-Наволенинская -2"	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, шкаф счетчиков	ТФЗМ-110Б	100/5	НКФ-110	110000/100
3	ПС-818 «Костромовская» 110/6,3/6,6 кВ, яч. 11	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6-1, яч.11	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
4	ПС-818 «Костромовская» 110/6,3/6,6 кВ, яч. 20	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6-1, яч.20	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
5	ПС-818 «Костромовская» 110/6,3/6,6 кВ, яч. 37	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6-2, яч.37	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
6	ПС-818 «Костромовская» 110/6,3/6,6 кВ, яч. 38	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6-2, яч.38	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
7	ПС-818 «Костромовская» 110/6,3/6,6 кВ, яч. 43	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6, яч. 43	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
8	ПС-818 «Костромовская» 110/6,3/6,6 кВ, ТСН-1	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ, пан.ТСН-1	Т-0,66	300/5	-	-
9	ПС-818 «Костромовская» 110/6,3/6,6 кВ, ТСН-2	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ, пан.ТСН-2	Т-0,66	300/5	-	-

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						ИЗТ.83.2020.03СК.14.ТД	Лист
							12
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.14.ТД	Лист
											13
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИБК). ИБК – совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИБК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

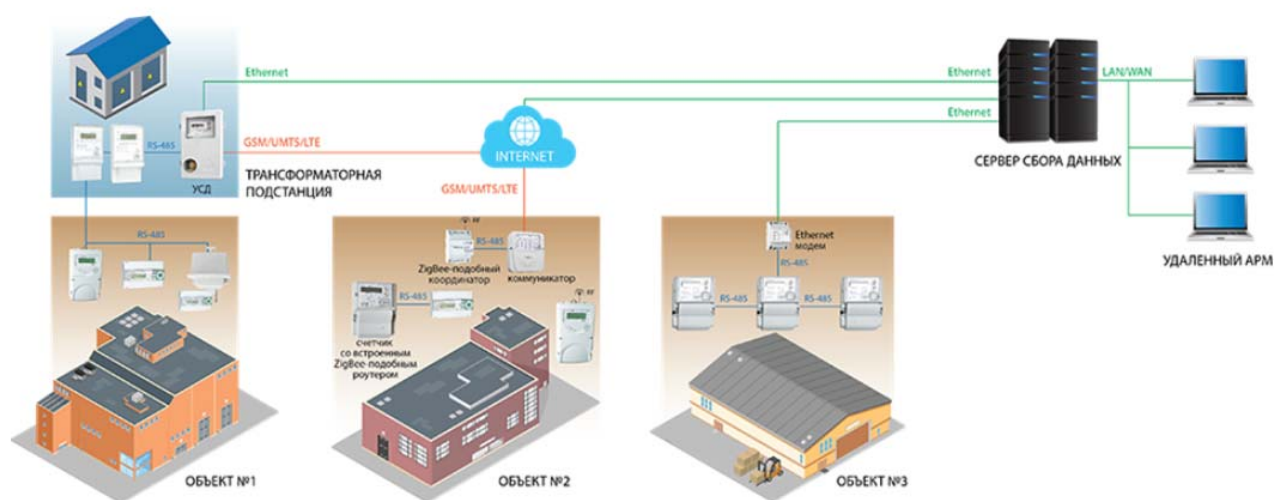
- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - полчасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).Считывание журнала событий УСД.Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.							
									ИЗТ.83.2020.03СК.14.ТД	Лист
										14
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									15	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.14.ТД				

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.03СК.14.ТД	Лист	
							16	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на немашинное и внутримашинное.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.										
<p>4.2 Организация информационного обеспечения</p> <p>Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.</p> <p>Организация информационного обеспечения в АИИС КЧЭ изображена на рисунке 4.1.</p>												
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД		Лист	
											17	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

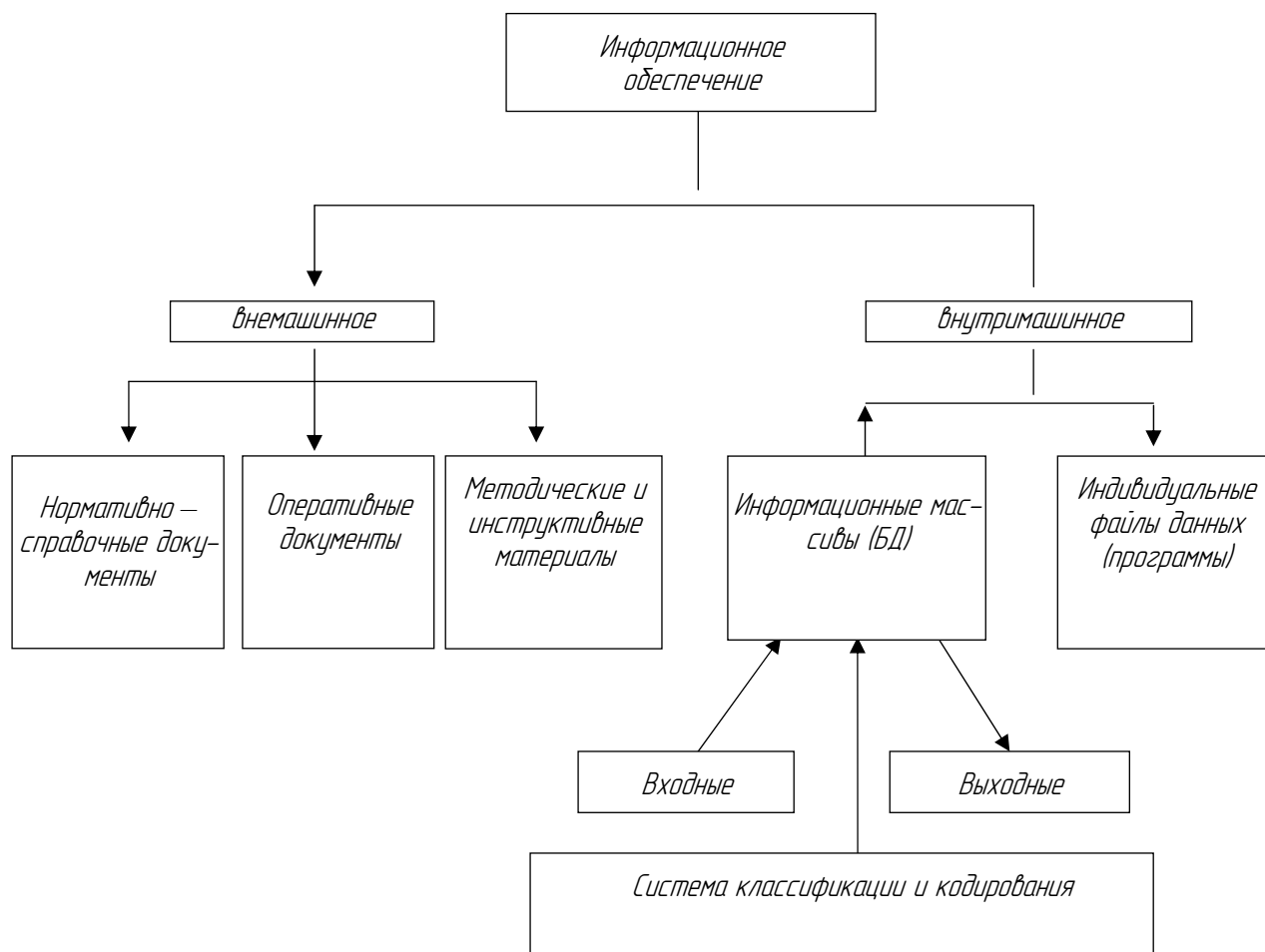


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.14.ТД	Лист 18
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

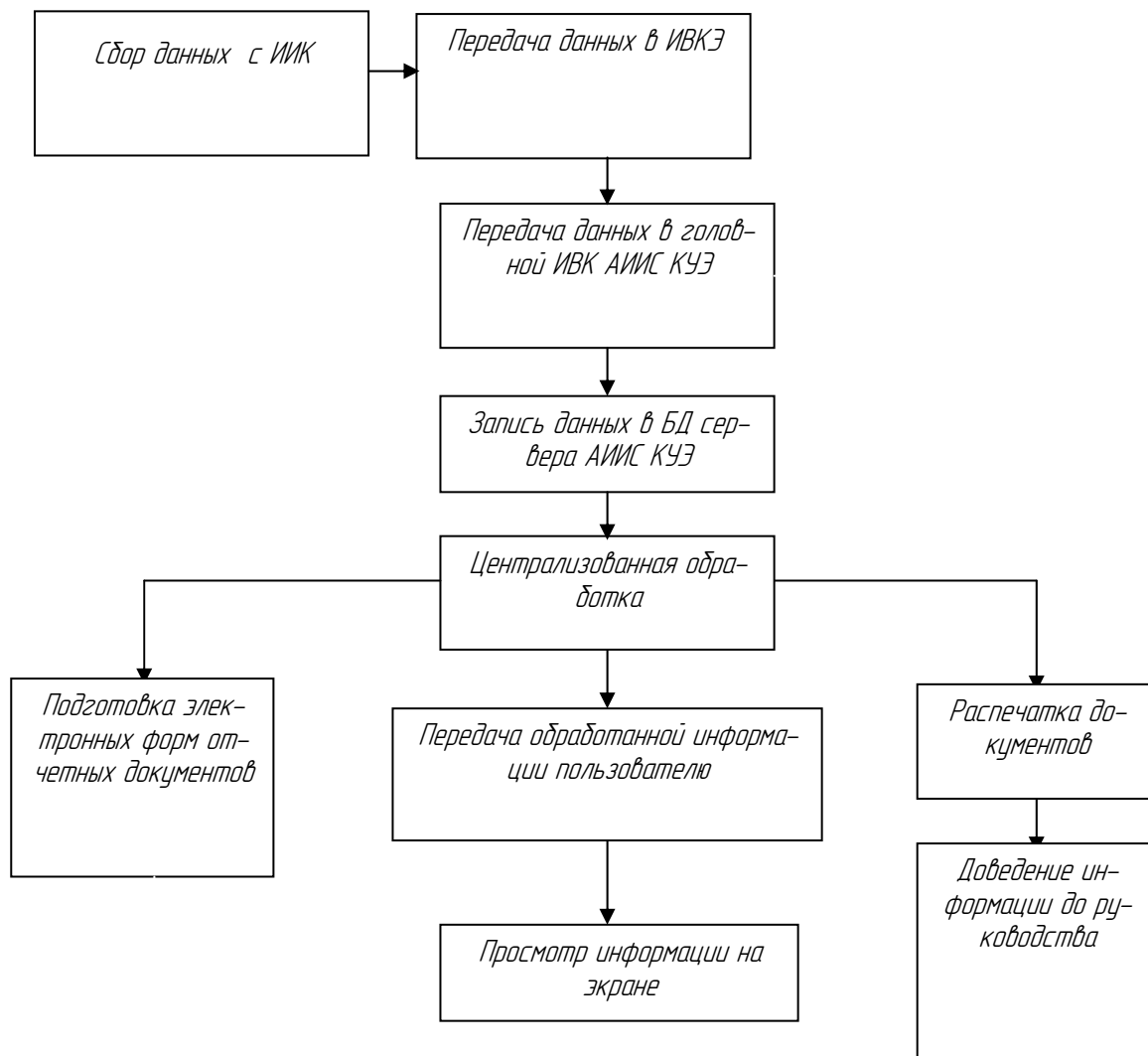


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашиной информации

Внемашина информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД	Лист
							19

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД				20

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствует ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках \square до 144;

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА						Лист
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии						
Подп. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).						21
	Тарификатор:						
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									22	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом проверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									23	
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД	

- *управления нагрузкой по расписанию.*

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимам индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммуникаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

на к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммуникаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД

	Лист
	24

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с I _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.14.ТД	Лист
							25

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \delta \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_0}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \delta \leq I < I \delta$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.14.ТД		Лист
											28
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4 ТМ.05МК.01 относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.</p> <p>В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°С.</p> <p>5.6 Защита от несанкционированного доступа</p> <p>Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.</p> <p>Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.</p>						
									Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД		29	

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналаобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН»

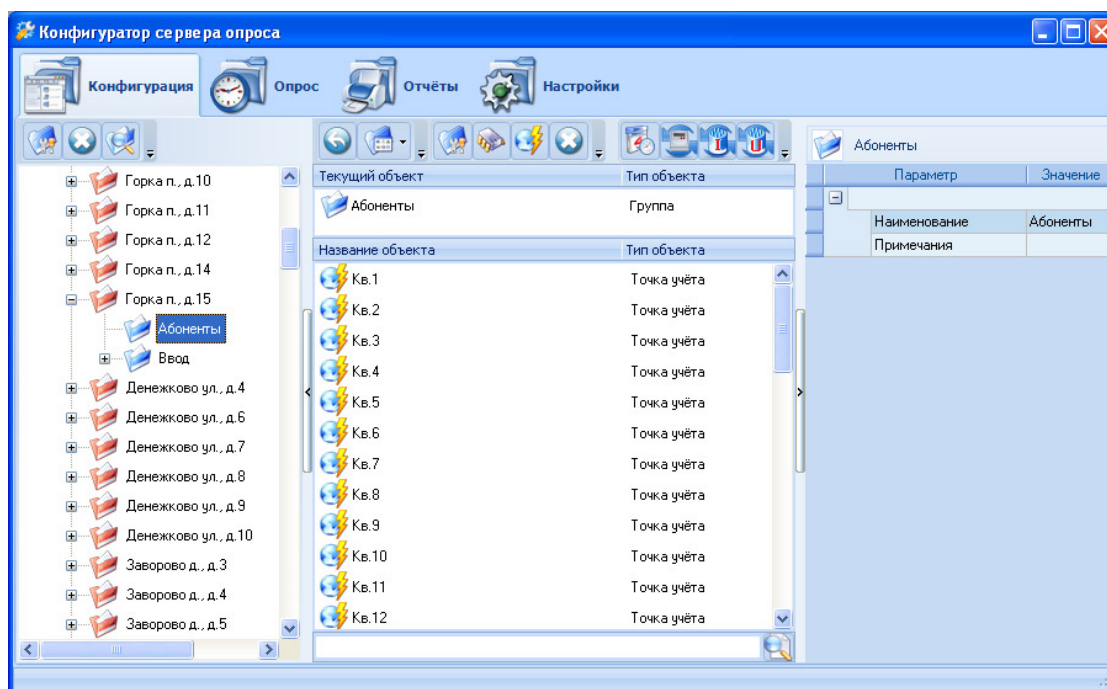
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» представлено на сайте производителя и может быть использовано в свободном доступе.

Сервер Опроса

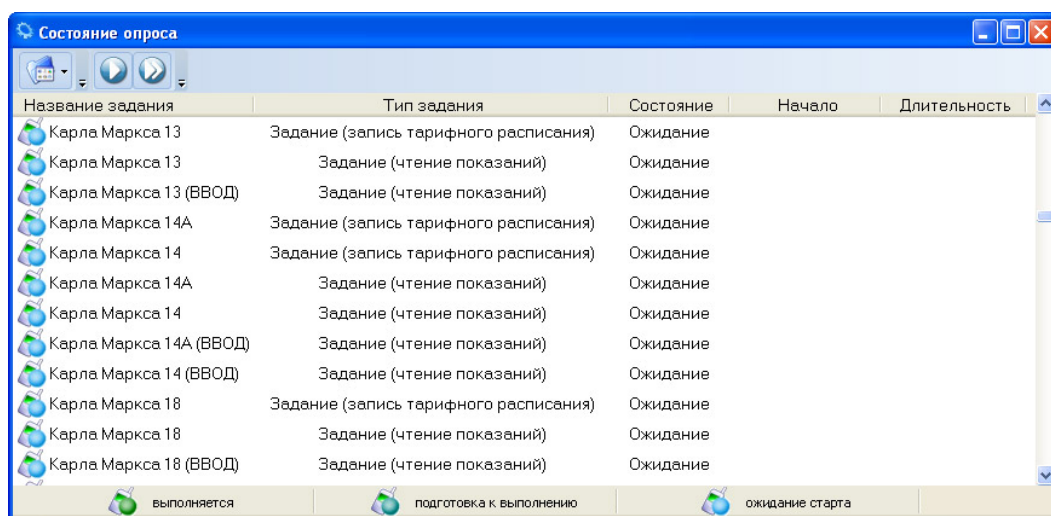
Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.14.ТД	Лист 31
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

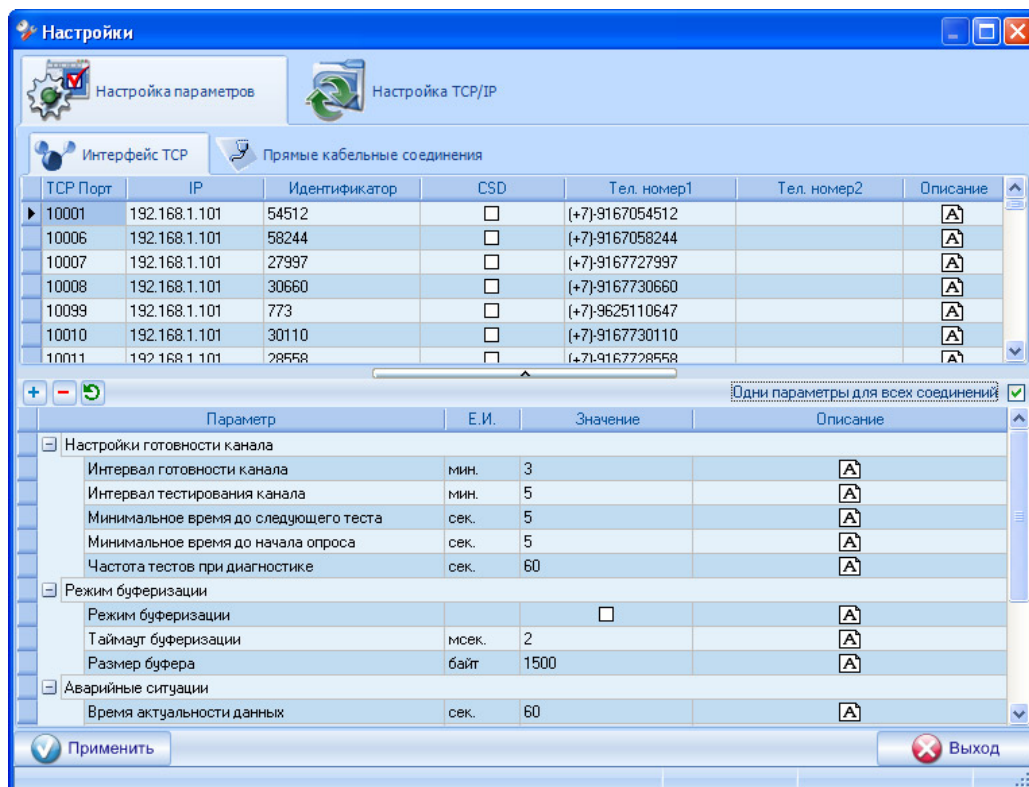
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.14.ТД

Лист

32

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф	Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.307	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	2	372	418	46

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	653	910	65

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЗТ.83.2020.03СК.14.ТД

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КЧЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКУ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЗ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующие:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	<div><div><ul style="list-style-type: none">- поверку АИИС КУЭ;- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.</div><div><div>7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока</div><div>Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.</div><div>Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.</div></div></div>						Лист
									ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электро-энергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).</p> <p>Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.</p> <p>7.6 Контроль точности результатов измерений</p> <p>Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.</p> <p>Задачами контроля точности являются проверки:</p>							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		35

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f(5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f(20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД	Лист	
							36	

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

Элемент системы	Тип	Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	62838

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №						
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД		Лист
								37
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

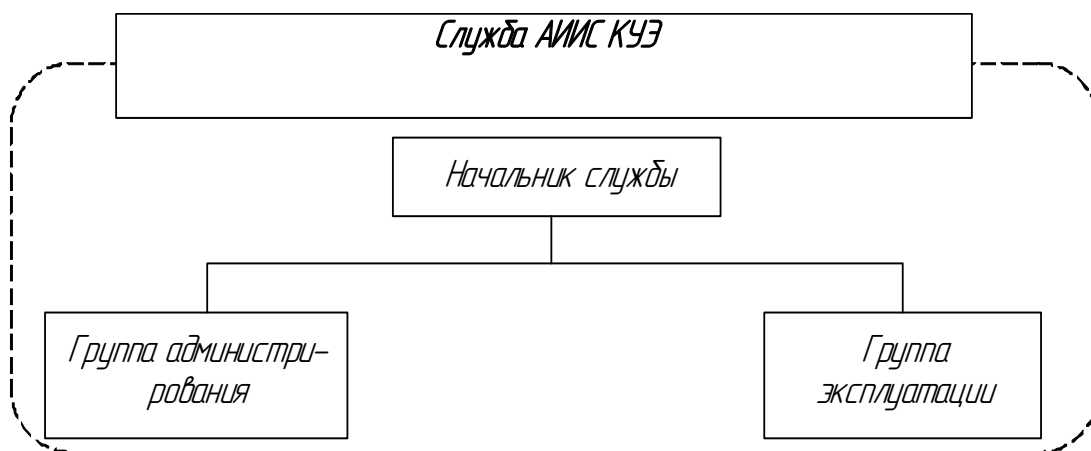


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

Взам. инв. №	Подп. и дата	<div>— внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.</div> <div>— обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;</div> <div>Основные функции группы эксплуатации:</div> <div>— контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;</div> <div>— проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;</div> <div>— проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;</div>						
Инв. № подл.							Лист	
								ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			38

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КУЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КУЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КУЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КУЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КУЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД	Лист
										39
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 9 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

Согласно ГОСТ 27.002-89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надёжности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии;
- УСПД.

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003-90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	9

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003-90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

Измерительные ТТ и ТН относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									40
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.14.ТД

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Щкаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надёжности:

- а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:
средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;
средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.
- б) для счетчиков электроэнергии:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;
среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.
- в) для системы шкафов УСПД:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;
время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надёжности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надёжности.

Расчет показателей надёжности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надёжности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надёжности приведены в таблице.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЗ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД		Лист
								41

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	9	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	1	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИИК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	9	165000	0,0000545
Итого для ИМК					0,0000545

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИВКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИВКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД	Лист
							42
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0000607955$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 16448 \text{ ч.}$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 16448 / (2 + 16488) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$					
			$K_r=16448/(2+16488)=0,99.$					
			<p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-</p>					
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД		Лист
								43
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КЧЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжёлых последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									44
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.14.ТД

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;
 - доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.14.ТД	Лист 45
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;

- резервирование коммерческой информации на внешние носители.

в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:

- поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;

г) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;

- для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.

д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;

- полное тестирование и выявление неисправных устройств;

- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП.

Расчет и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t ,$$

где Q — количество запасных элементов;

N — количество элементов на подстанции;

t — % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:</p> $Q = N * t ,$ <p>где Q – количество запасных элементов;</p> <p>N – количество элементов на подстанции;</p> <p>t – % (на основании договора).</p> <p>Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».</p>							
									ИЗТ.83.2020.ОЭСК.14.ТД	Лист
										46
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС –818 “Костромовская” 110/6,3/6,6 кВ

ТОМ 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.14. РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.СБ.01	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.СБ.02	Схема электрическая принципиальная распределительной сети	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.С 7	План расположения оборудования и проводок	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.С 5.01	Схема подключения вторичных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.С 5.02	Схема подключения информационных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

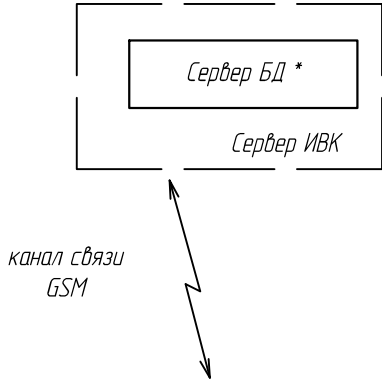
Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем.
Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.ТП

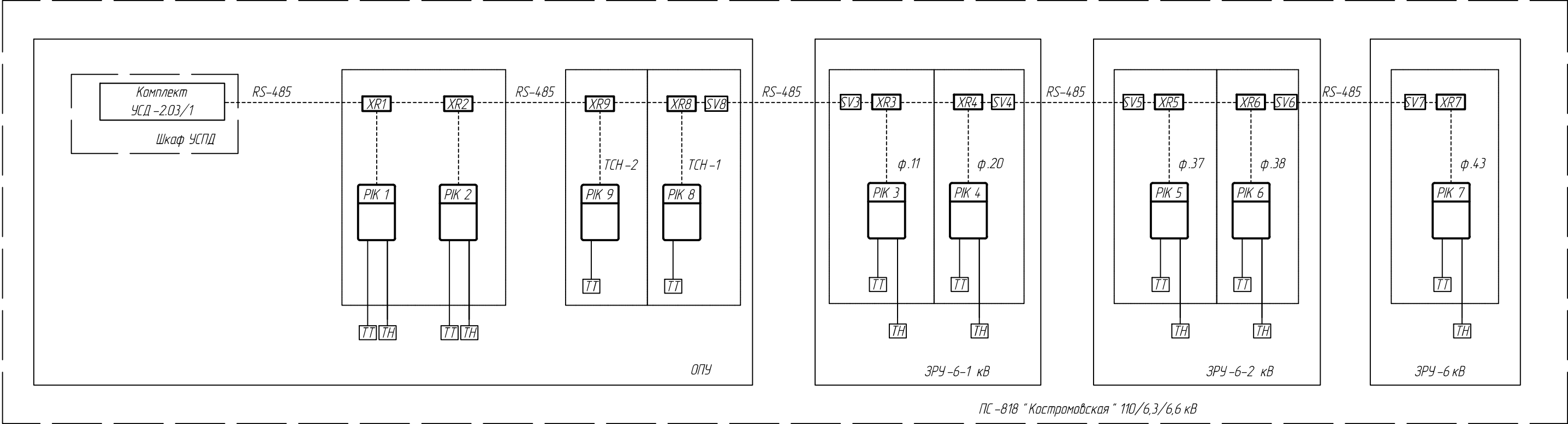
ПС-818 "Костромовская"
110/6,3/6,6кВ

Стадия	Лист	Листов
Р		1
ООО "Инэнерготех"		

Согласовано				
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №		



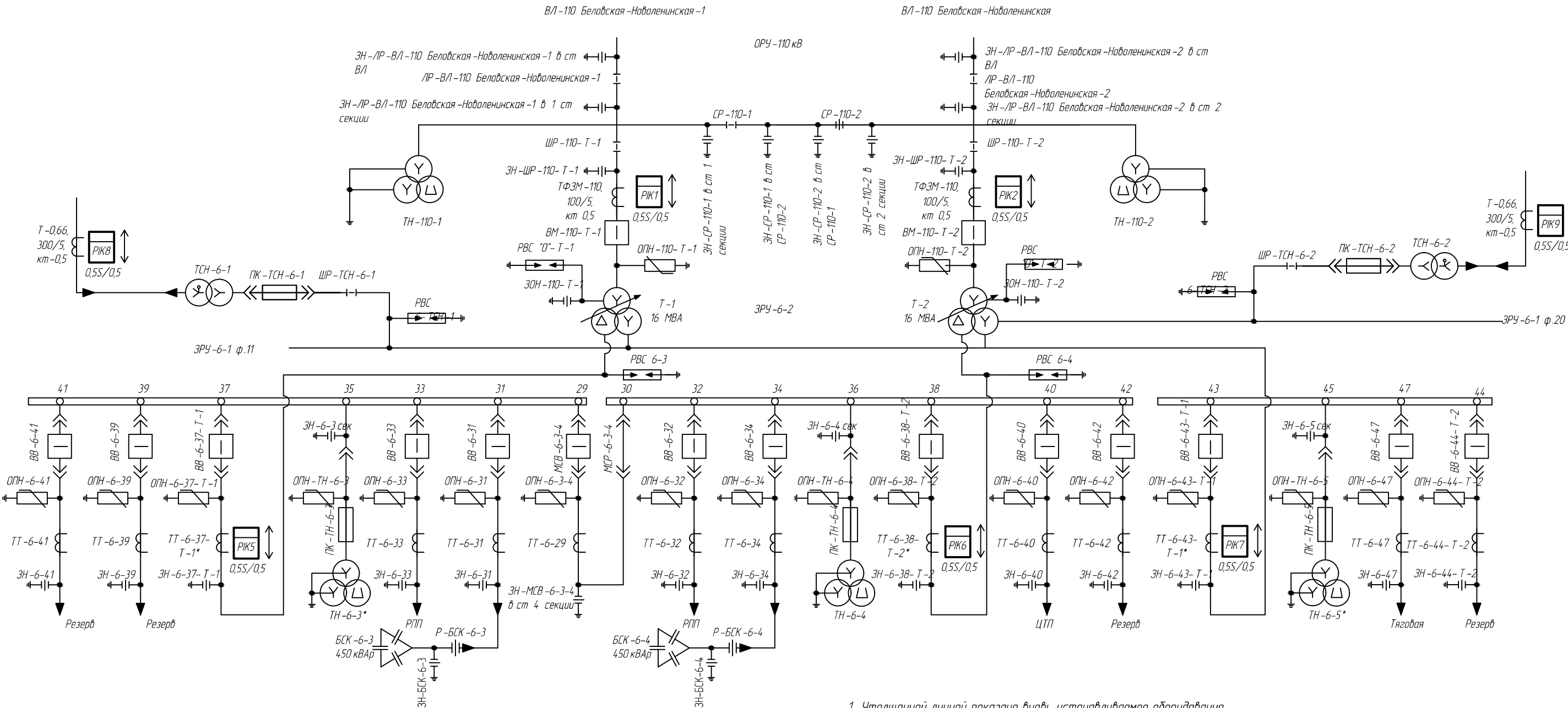
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK1- PIK7	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	7	
2	PIK8, PIK9	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
3	XR1-XR9	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	9	
4	SV3 – SV8	ГЗКС-1/д – модуль грозозащиты RS-485	6	



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.14. РД.С 1			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС-818 "Костромовская" 110/6,3/6,6кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р		1
Провер.		Козлов			2020				
						Схема структурная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

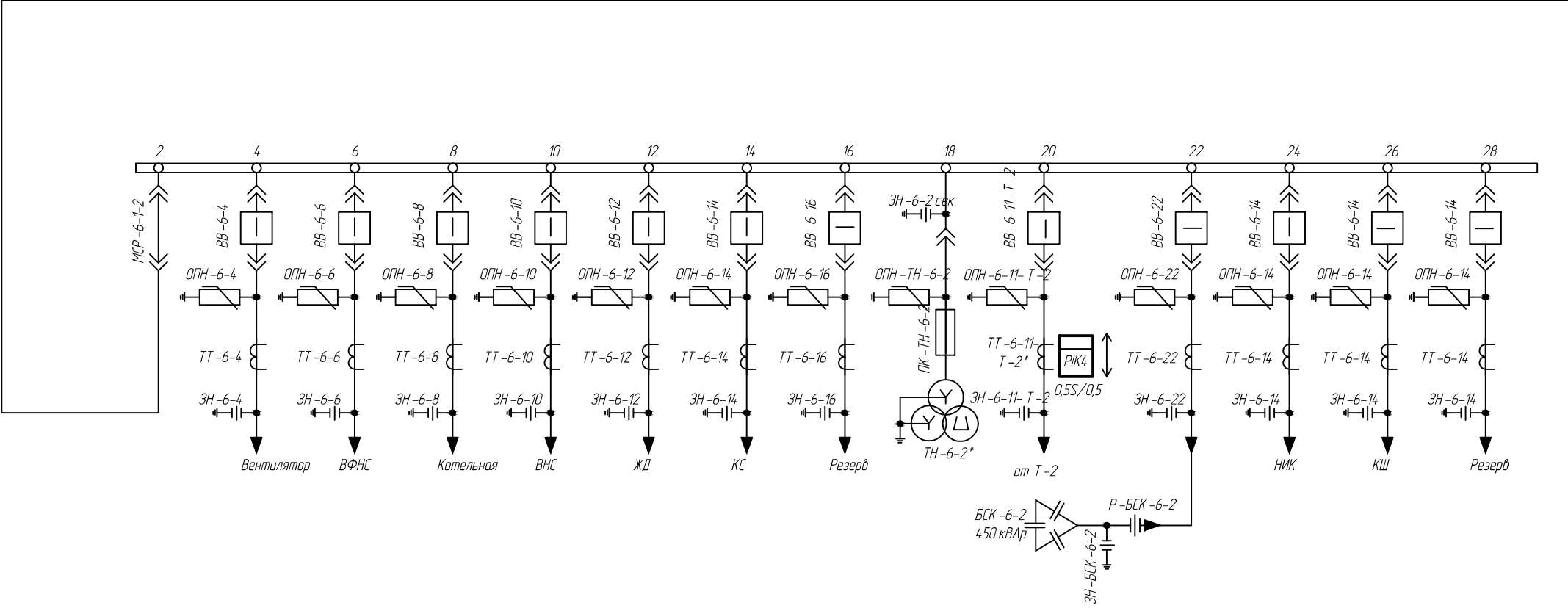
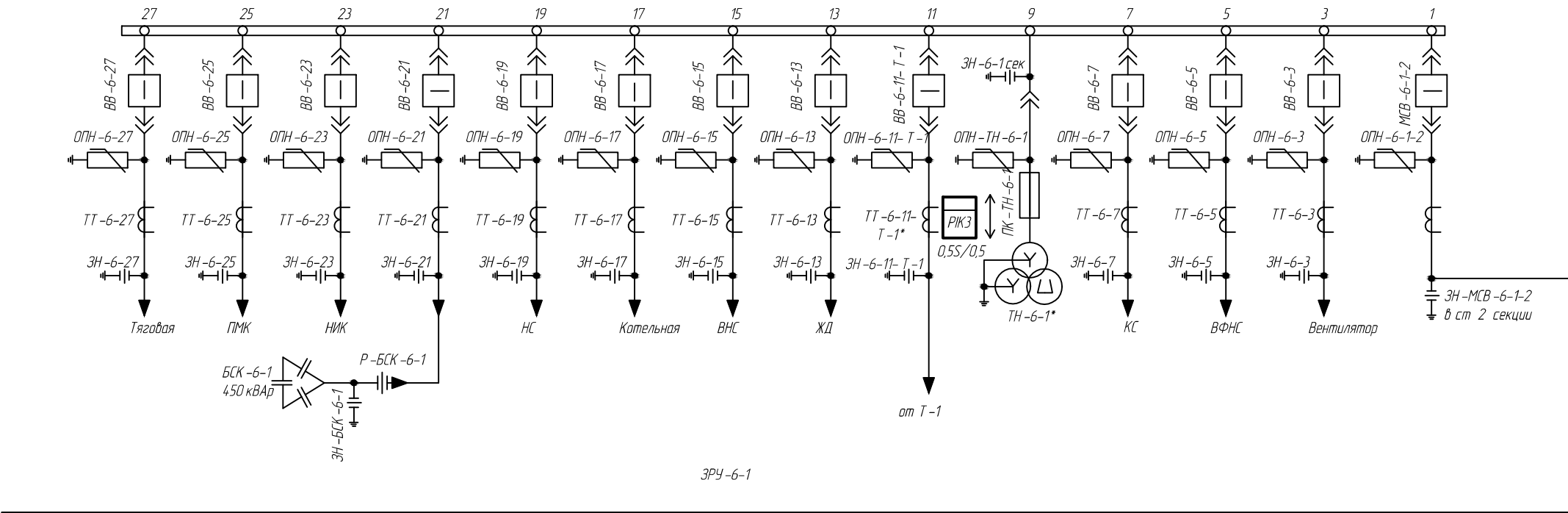
ПС-818 "Костромовская" 110/6,3/6,6 кВ



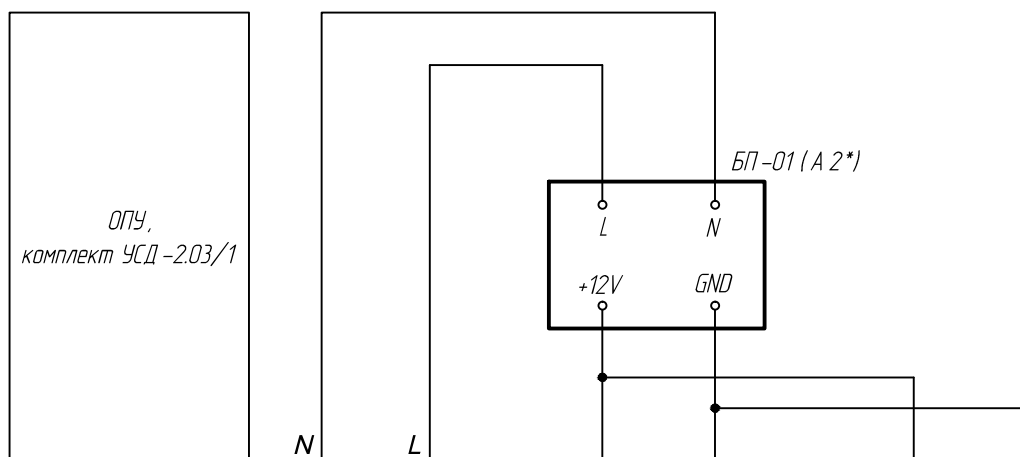
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
4. * - данные по оборудованию отсутствуют, перед монтажом убедиться в выполнении п.2 данного примечания.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.14. РД.СБ.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС-818 "Костромовская" 110/6,3/6,6кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	3
Провер.	Козлов				2020				
						Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

ПС -818 "Костромовская" 110/6,3/6,6 кВ



Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	



Характеристика электроприемника	Поз.	-	контроллер i-7188 XA	GSM модем iRZ TC65 Lite
	Тип	ХТ **	А 1*	А 3*
	Напряжение, В	~220 В	+12V	+12V
	Мощность, Вт	8	6	2
	Место установки	ОПУ, пан. ТСН	ОПУ, комплект УСД -2.03/1	ОПУ, комплект УСД -2.03/1

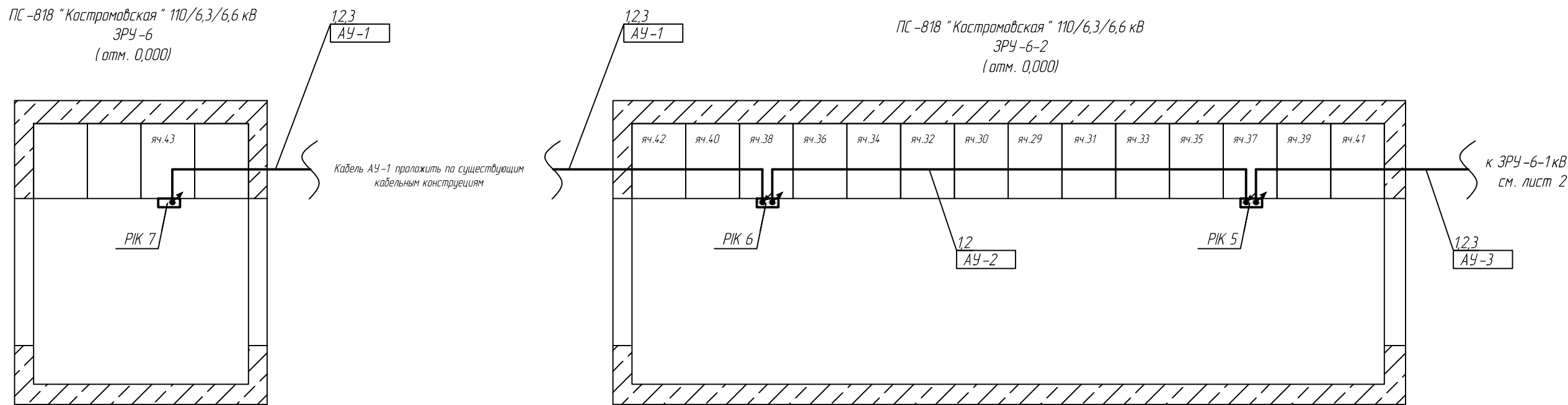
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.
3. ** - существующее оборудование. Место подключения питания УСД -2.03/1 определить при монтаже.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.СБ.02

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.СБ.02			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Логашева				2020	ПС-818 "Костромовская" 110/6,3/6,6кВ	Стадия	Лист	Листов
Провер.	Козлов				2020		Р		1
						Схема электрическая принципиальная распределительной сети	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	50	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	6	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	10	



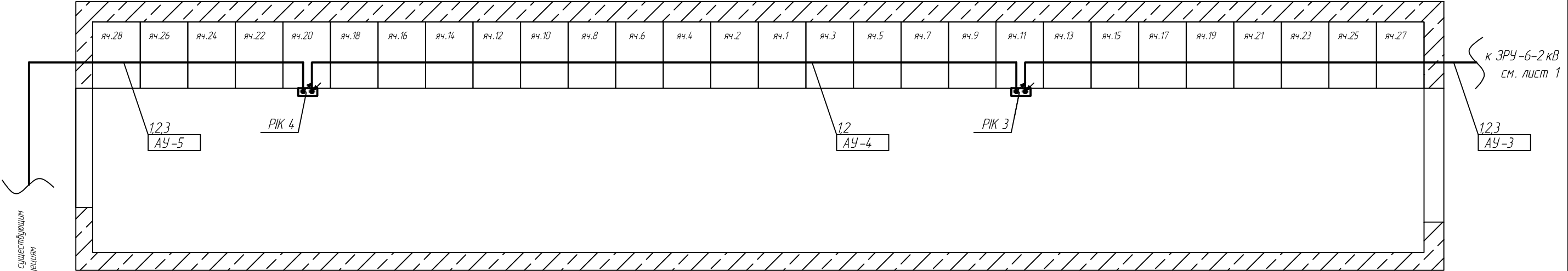
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Прокладку кабелей выполнить по существующим кабельным конструкциям, исходя их удобства монтажа.
3. Прокладка кабеля АУ-1, АУ-3, АУ-5 условно не показана. Монтаж произвести по существующим железобетонным кабельным конструкциям.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.С 7			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС-818 "Костромовская" 110/6,3/6,6кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Лозашева			2020		Р	1	2
Провер.		Козлов			2020				
						План расположения оборудования и проводок	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

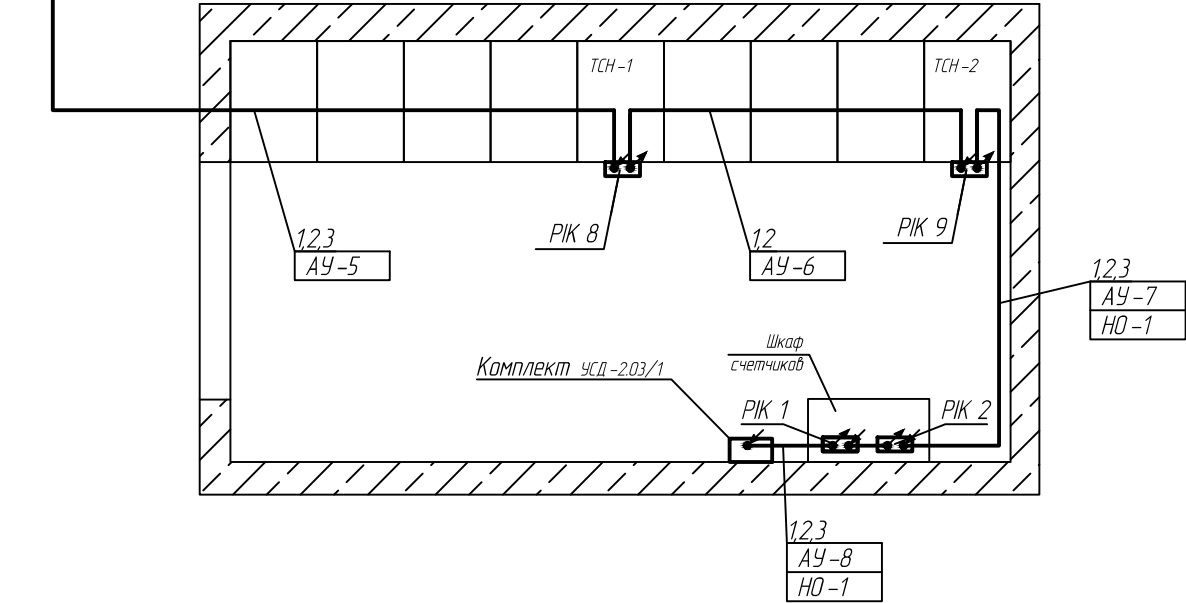
Согласовано				
Инв. № подл.				
Подпись и дата				
Взам. инв. №				

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	50	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	12	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	85	

ПС -818 "Костромовская" 110/6,3/6,6 кВ
ЗРУ-6-1
(отм. 0,000)



ПС -818 "Костромовская" 110/6,3/6,6 кВ
ОПУ
(0,000)

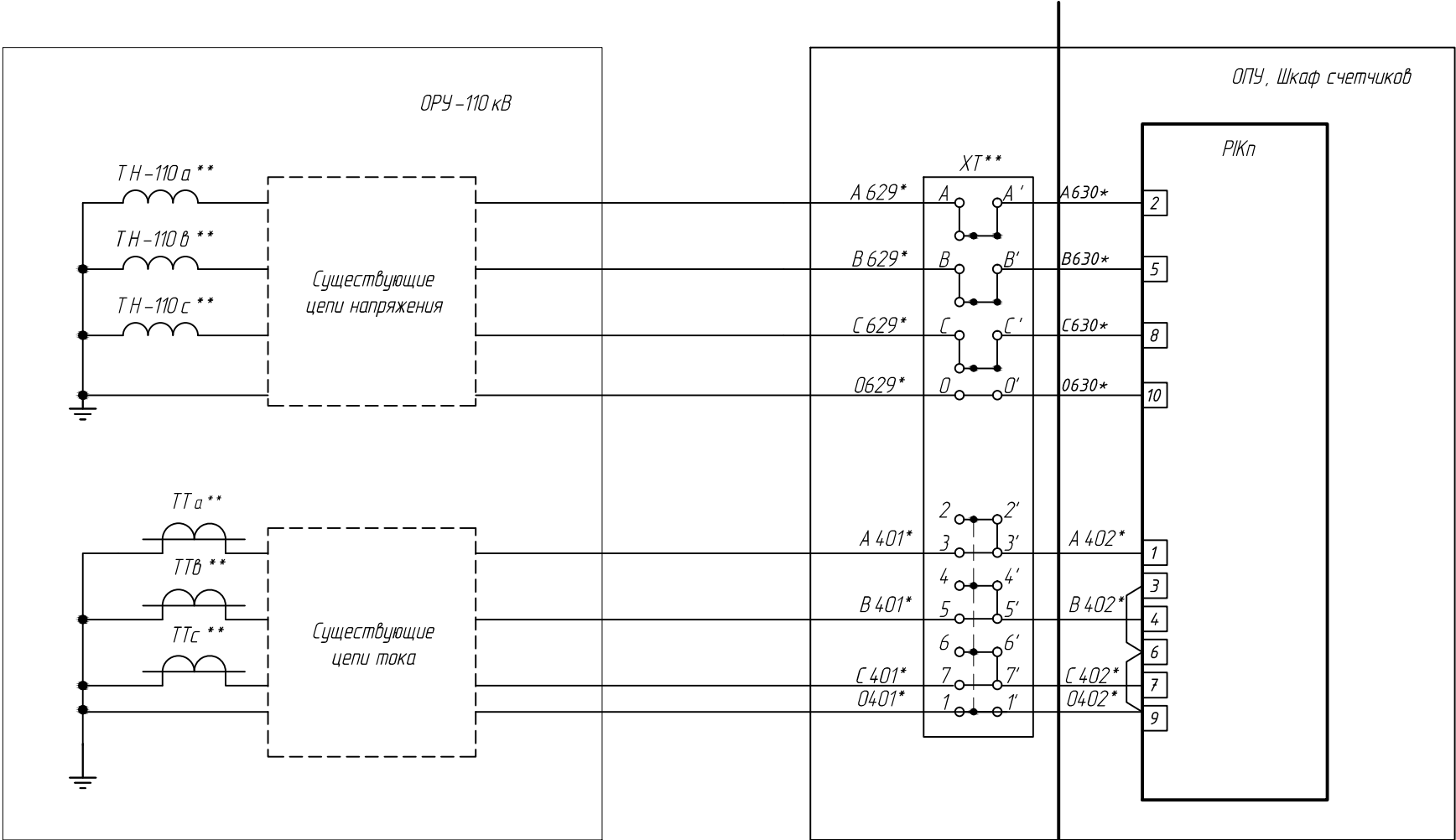


- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Прокладку кабелей выполнить по существующим кабельным конструкциям, исходя их удобства монтажа.
- Прокладка кабеля АУ-1, АУ-3, АУ-5 условно не показана. Монтаж произвести по существующим железобетонным кабельным конструкциям.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.РД.С7	Лист
							2

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС –818 "Костромовская" 110/6,3/6,6 кВ

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.14.РД)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РК п	Место установки	Примечание
ПС –818 «Костромовская» 110/6,3/6,6 кВ, ввод со стороны В/Л –110 кВ "Беловская –Новоленинская –1"	1	ОПУ, Шкаф счетчиков	Схему подключения определить при монтаже
ПС –818 «Костромовская» 110/6,3/6,6 кВ, ввод со стороны В/Л –110 кВ "Беловская –Новоленинская –2"	2		Схему подключения определить при монтаже

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.С 5.01		
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС-818 "Костромовская" 110/6,3/6,6кВ	Стадия	Лист
Разраб.	Логашева				2020		Р	1
Провер.	Козлов				2020	Схема подключения вторичных цепей	ООО "Инэнерготех"	
Утв.	Савченко				2020			

Присоединение ф. N

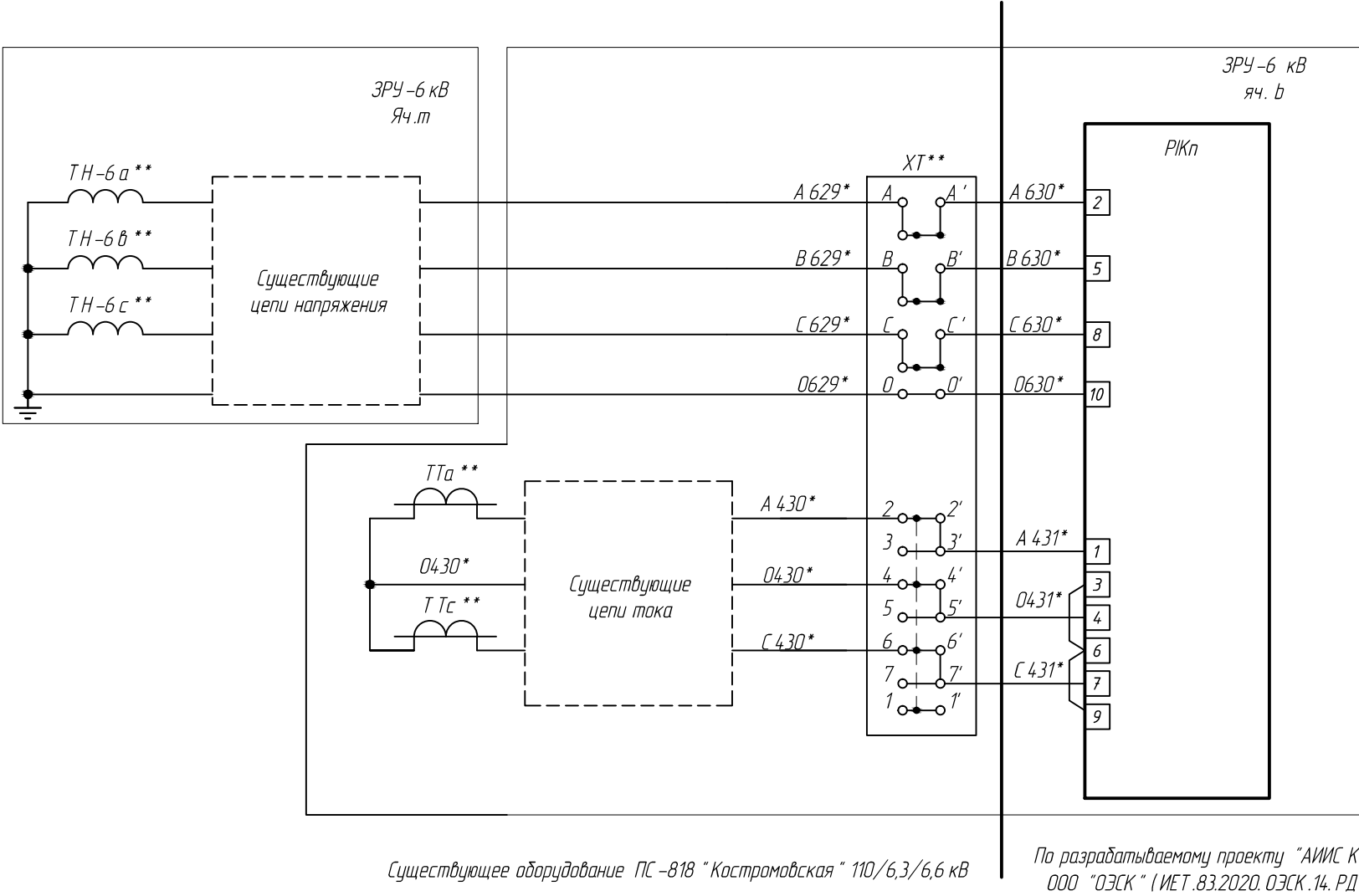
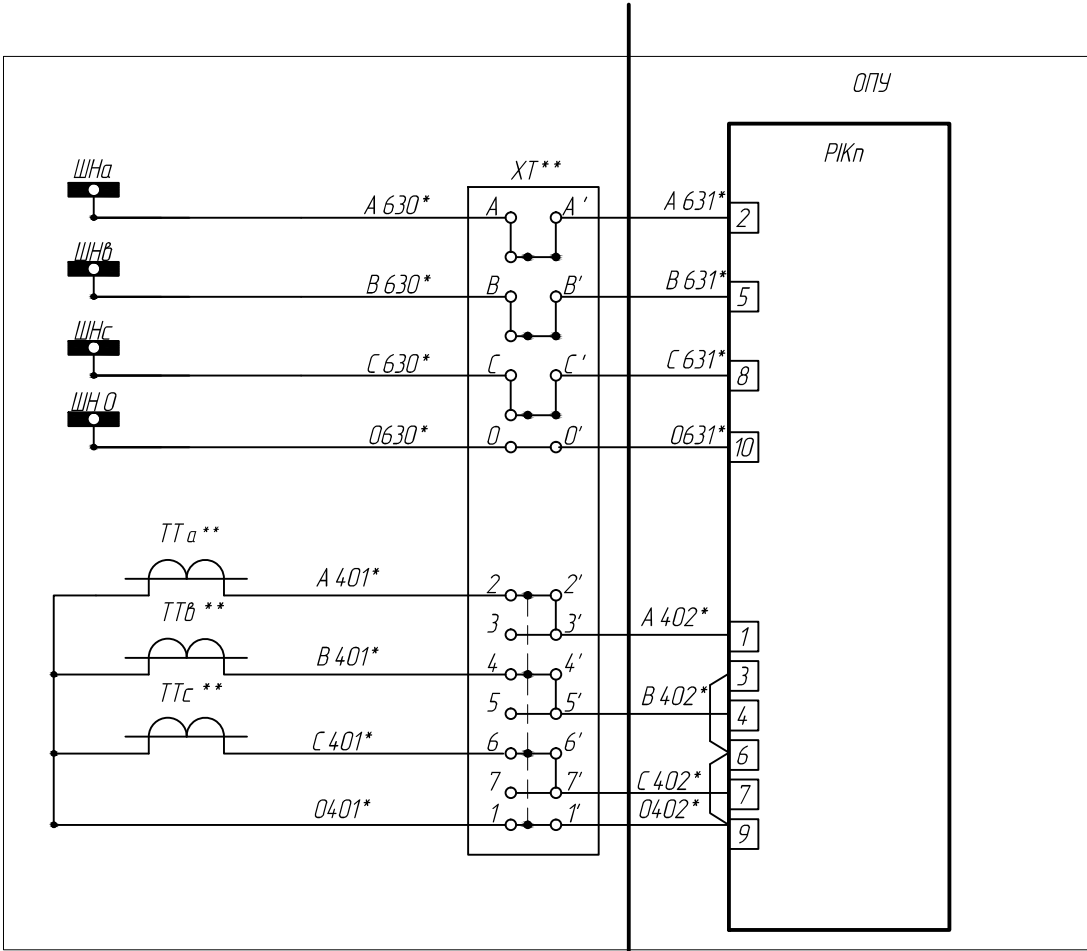


Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	яч. т	Место установки	РК п	Примечание
ф. 11	9	ЗРУ - 6 - 1 яч. 11	3	Схему подключения определить при монтаже
ф. 20	18	ЗРУ - 6 - 1 яч. 20	4	Схему подключения определить при монтаже
ф. 37	36	ЗРУ - 6 - 2 яч. 37	5	Схему подключения определить при монтаже
ф. 38	37	ЗРУ - 6 - 2 яч. 38	6	Схему подключения определить при монтаже
ф. 43	45	ЗРУ - 6 яч. 43	7	Схему подключения определить при монтаже

1. Утолщенной линией показана вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** - существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см. руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС –818 "Костромовская" 110/6,3/6,6 кВ

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.14.РД)

Таблица применения

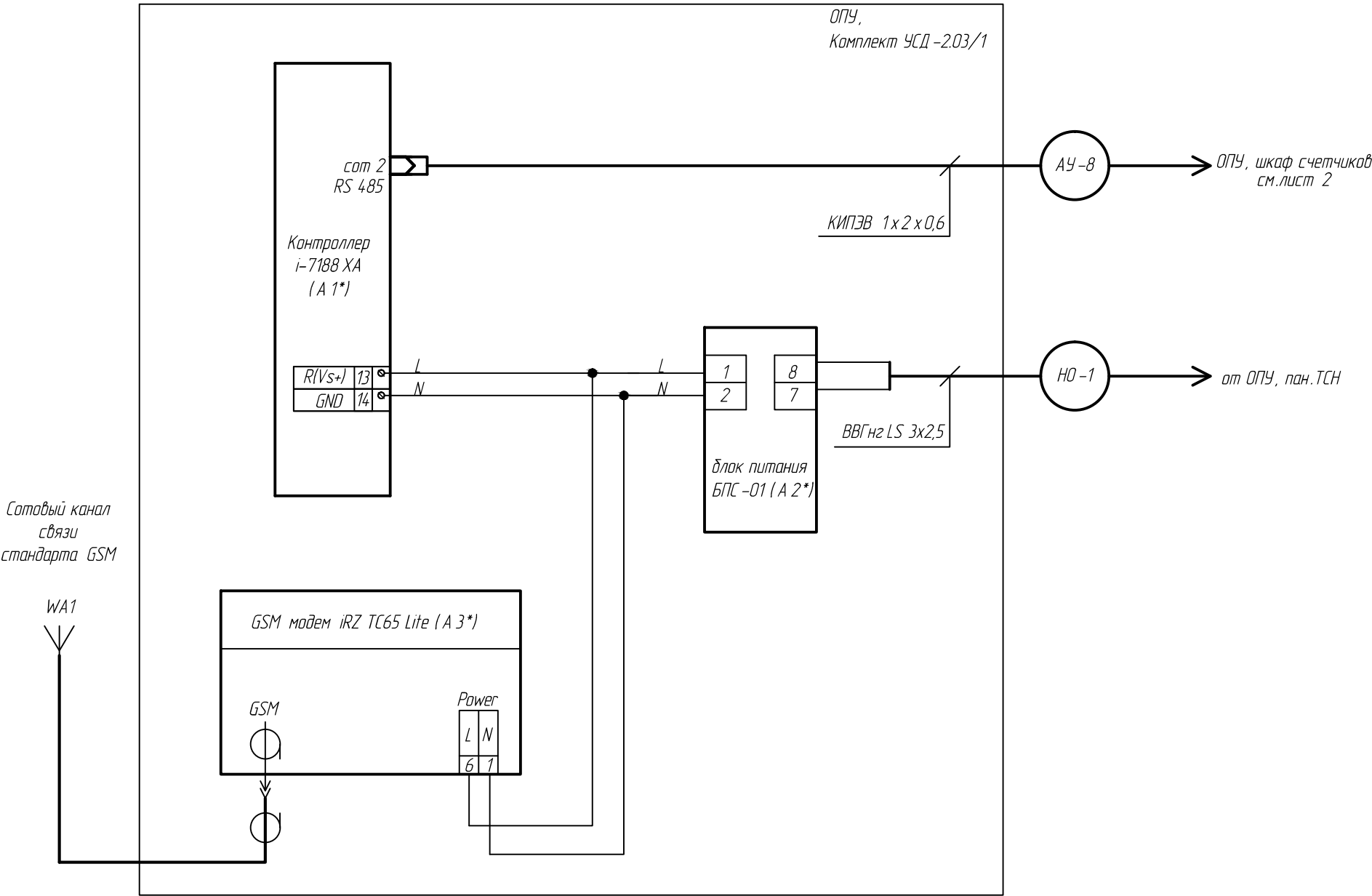
Наименование присоединения, ф.N	РИК п	Место установки
ТСН-1	8	ОПУ, пан.ТСН-1
ТСН-2	9	ОПУ, пан.ТСН-2

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.С5.01	Лист
							3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

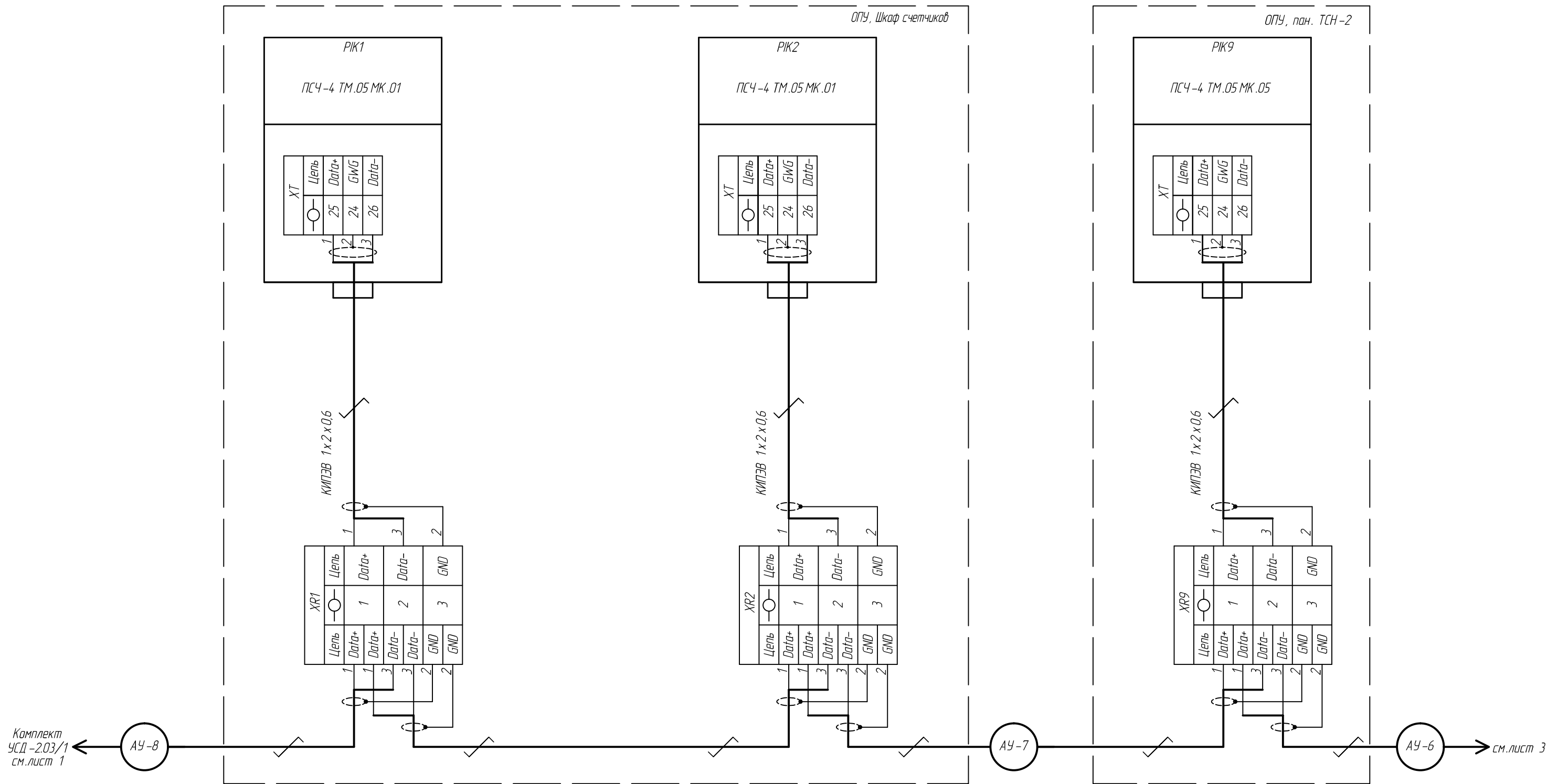
Согласовано							
Взам. инв. №				Подпись и дата			
Инв. № подл.							



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * – обозначение прибора по паспорту.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.14.РД.С 5.02		
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС-818 "Костромовская" 110/6,3/6,6кВ	Стадия	Лист
Разраб.	Логашева				2020		Р	1
Провер.	Козлов				2020	Схема подключения информационных цепей	ООО "Инэнерготех"	
Утв.	Савченко				2020			

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



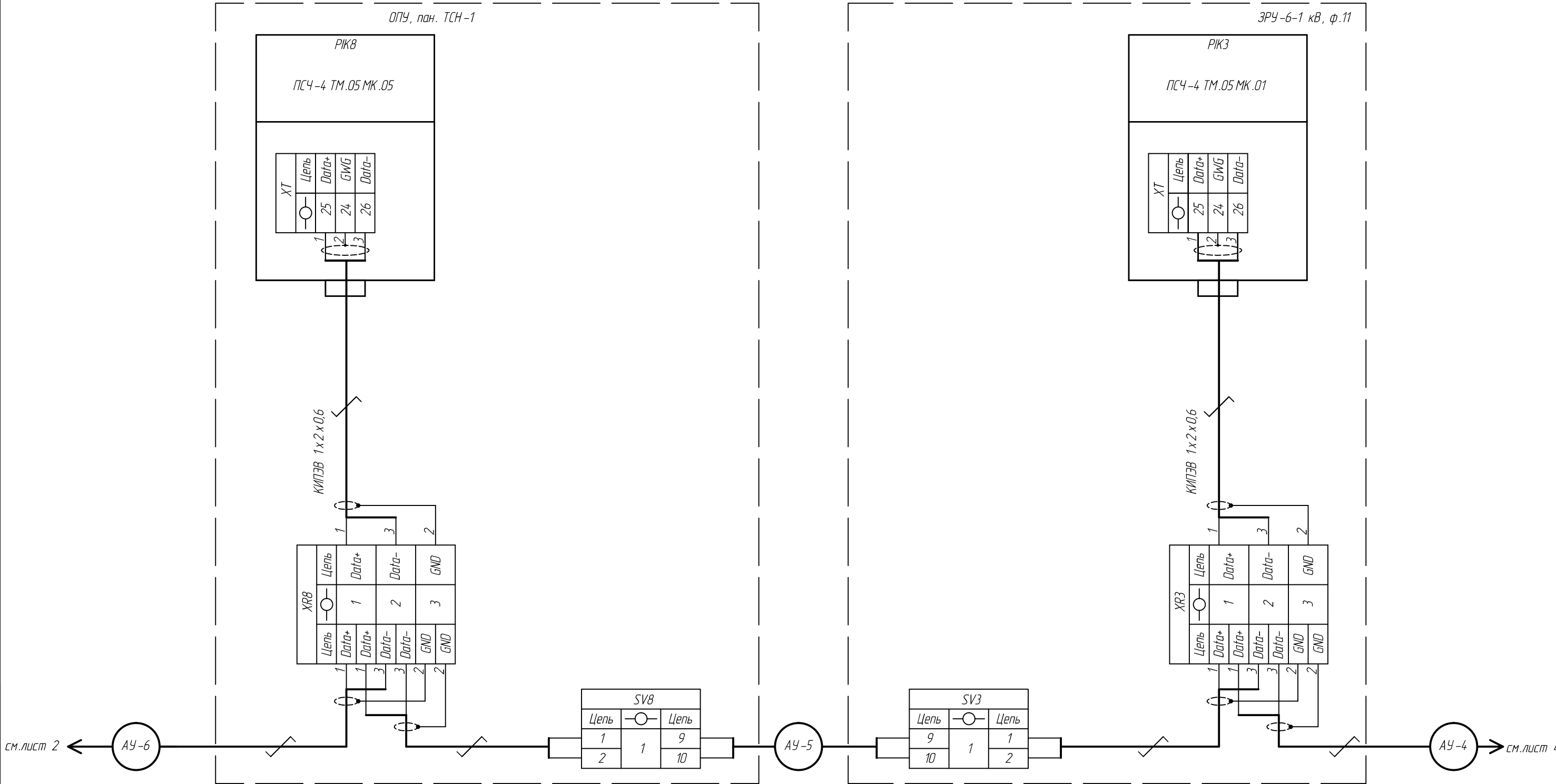
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.РД.С5.02

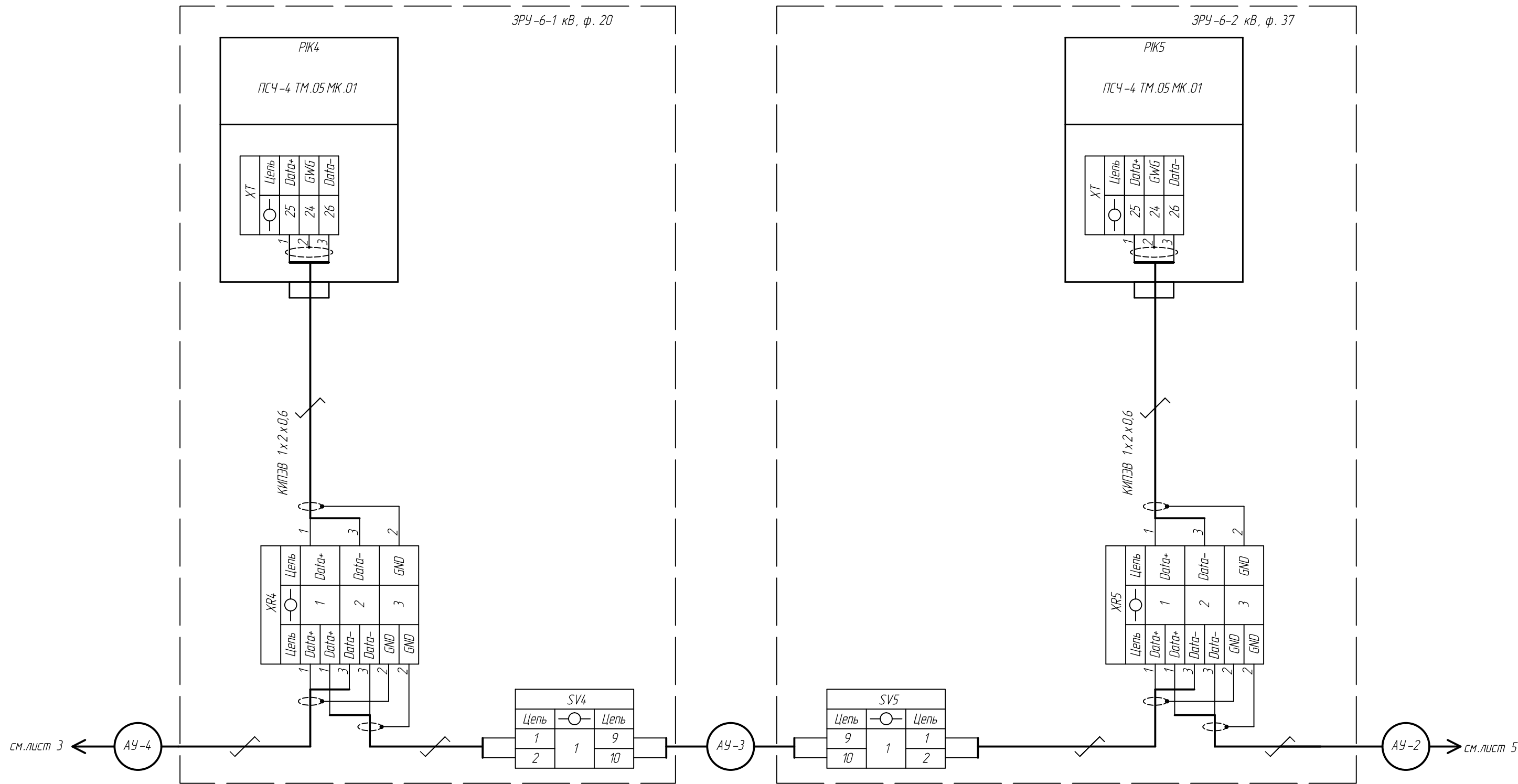
Формат А3

Ауст

2

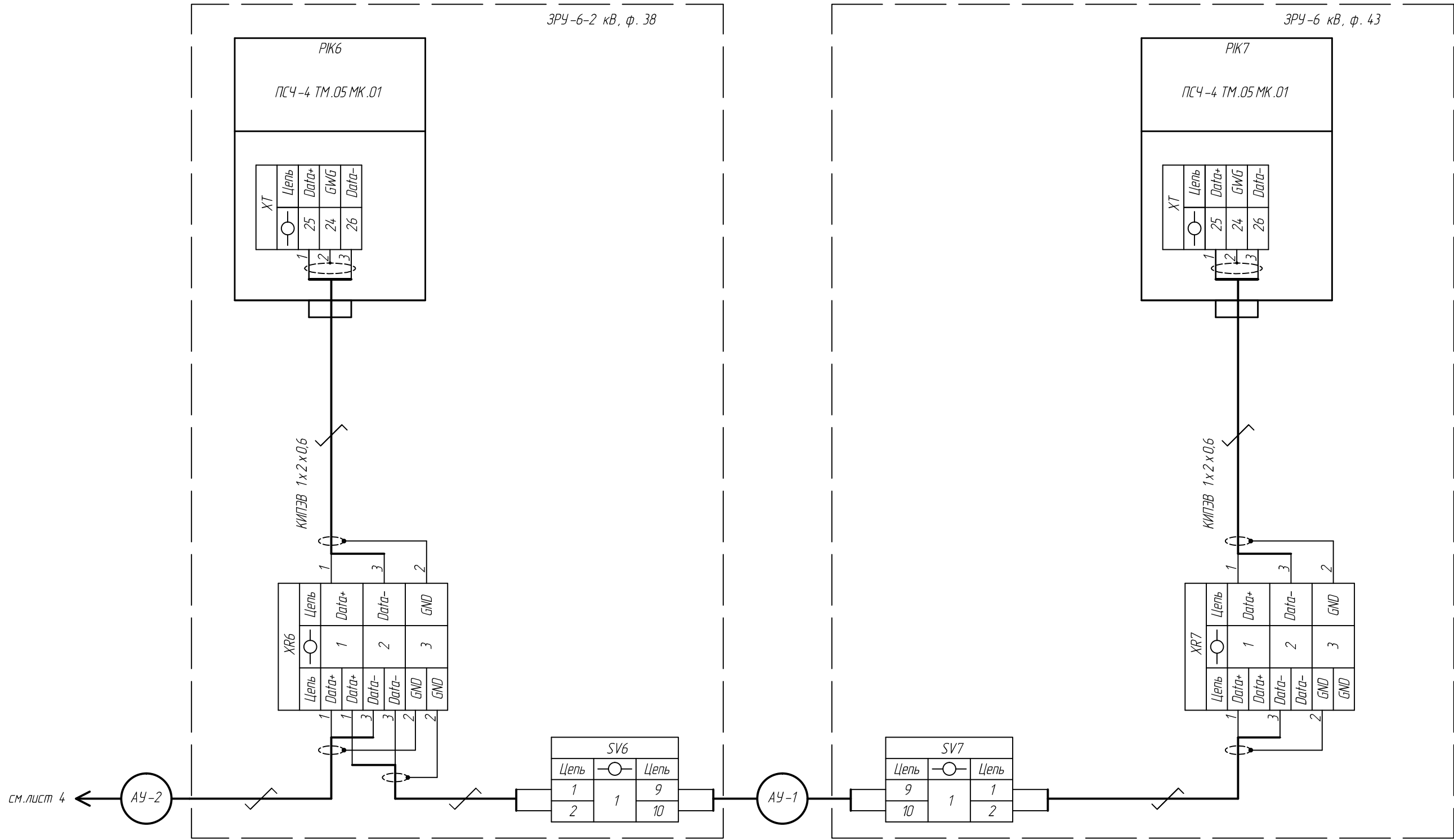


Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

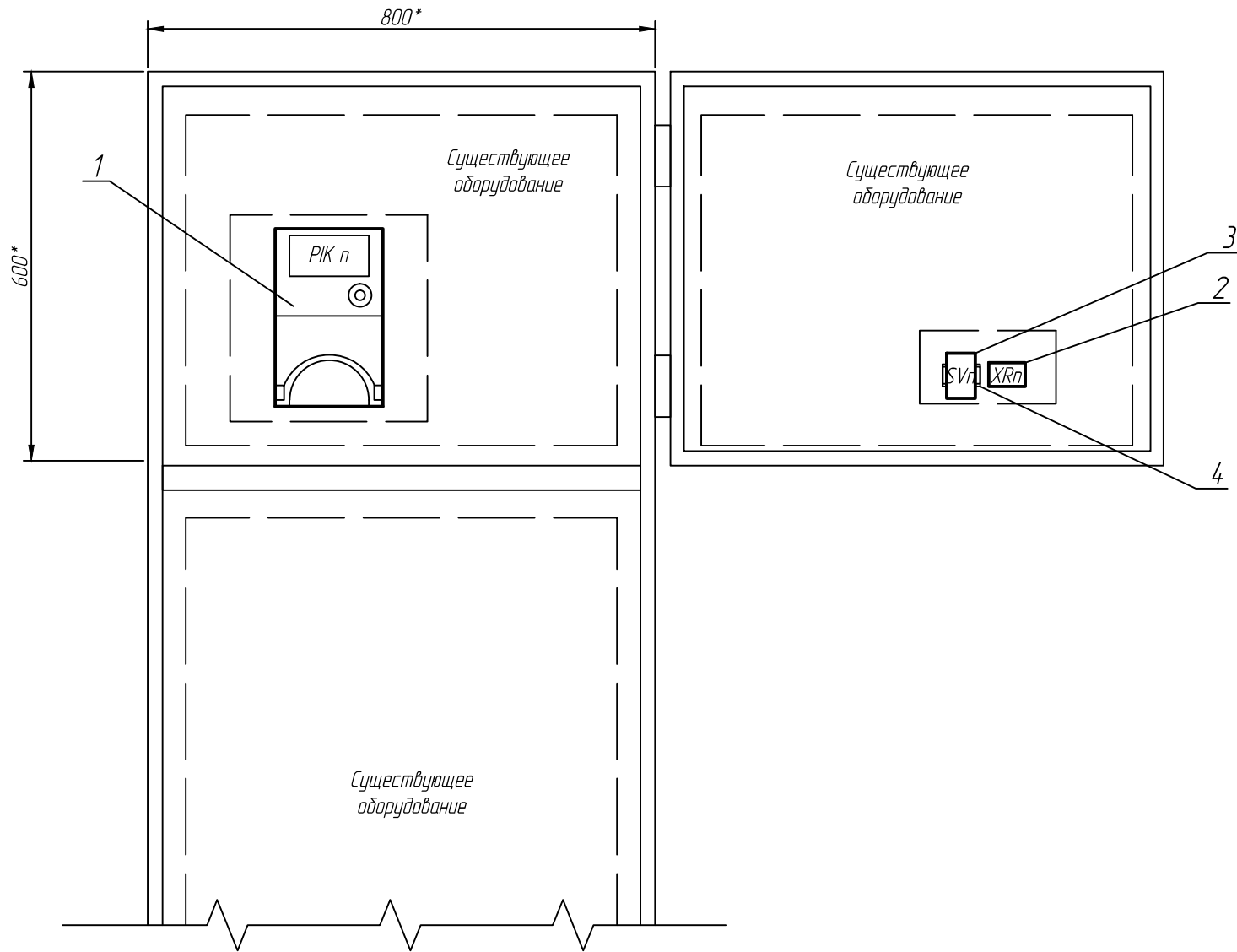


<i>Изм.</i>	<i>Кол. уч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.РД.С5.02



Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –6 кВ, ф. N



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK n	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR n	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3	SV n	ГЗКС –1/д – модуль грозозащиты RS-485	1	
4		Монтажная DIN – рейка, L=100 мм	1	
5		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	10	

Таблица применения

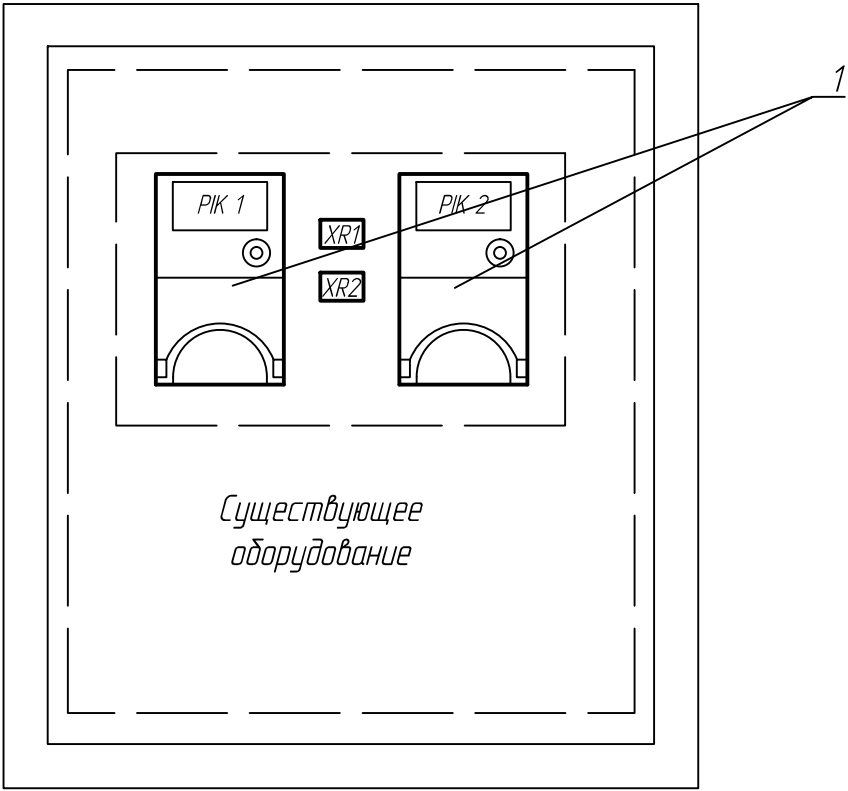
Наименование присоединения, ф.N	PIK n, SV n	Место установки
ф.11	3	ЗРУ –6–1 яч.11
ф.20	4	ЗРУ –6–1 яч.20
ф.37	5	ЗРУ –6–2 яч.37
ф.38	6	ЗРУ –6–2 яч.38
ф.43	7	ЗРУ –6 яч.43

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии, разветвитель интерфейса и монтажную DIN- рейку установить при помощи саморезов поз.5.
6. Модуль грозозащиты установить на монтажную DIN- рейку.
7. Перечень оборудования указан для установки одного прибора учета.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.14. РД.СА						
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК "						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС-818 "Костромовская" 110/6,3/6,6кВ			Стадия	Лист	Листов	
Разраб.		Логашева			2020				Р	1	4	
Провер.		Козлов			2020	Чертеж установки технических средств			ООО "Инэнерготех "			
Утв.		Савченко			2020							

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

Чертеж установки счетчиков
электрической энергии
ОПУ,
Шкаф счетчиков

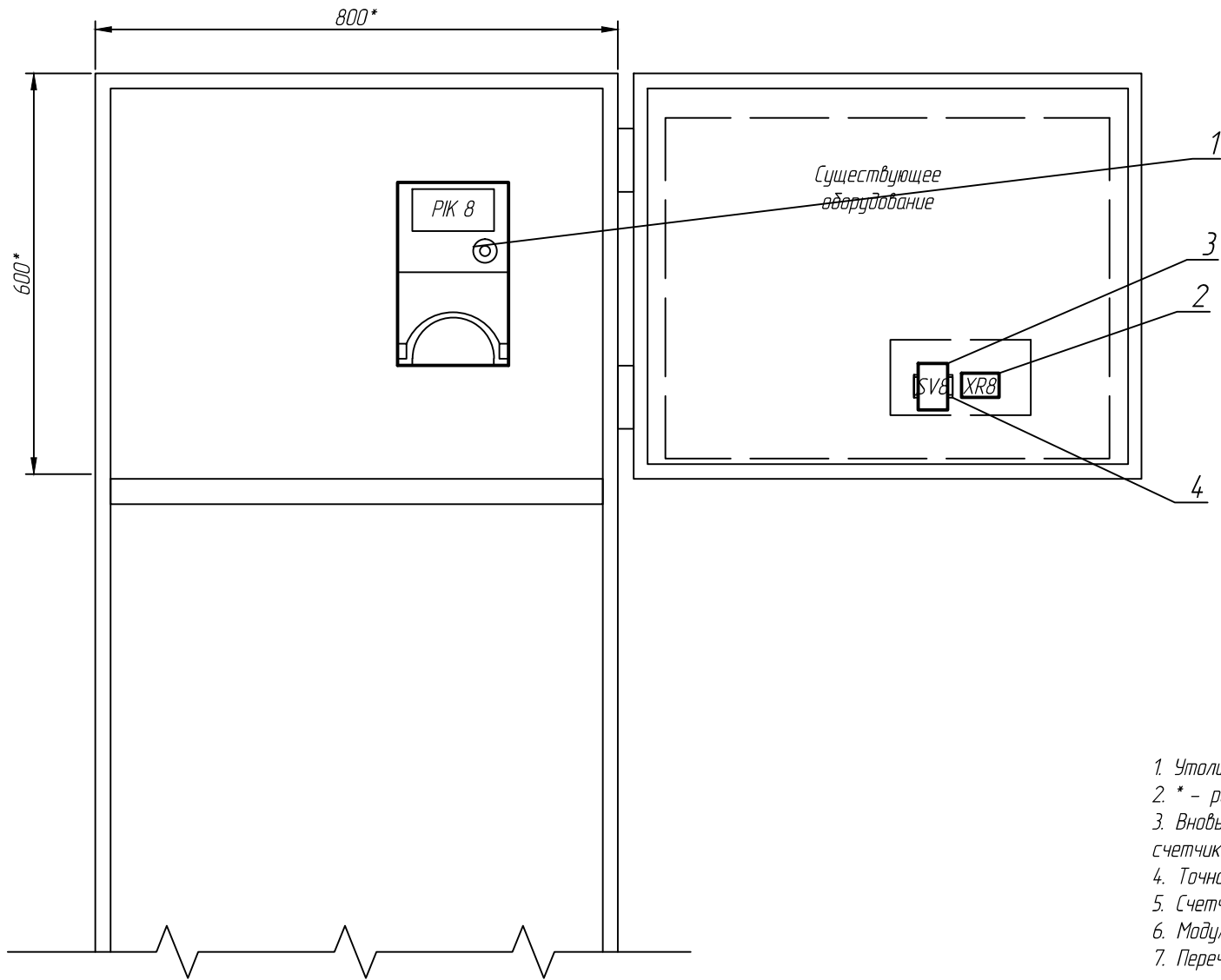


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 1, РК 2	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	2	
2	XR 1, XR 2	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	2	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	14	

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.РД.СА	Лист
							2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Чертеж установки счетчика
электрической энергии
ОПУ, яч. ТСН-1

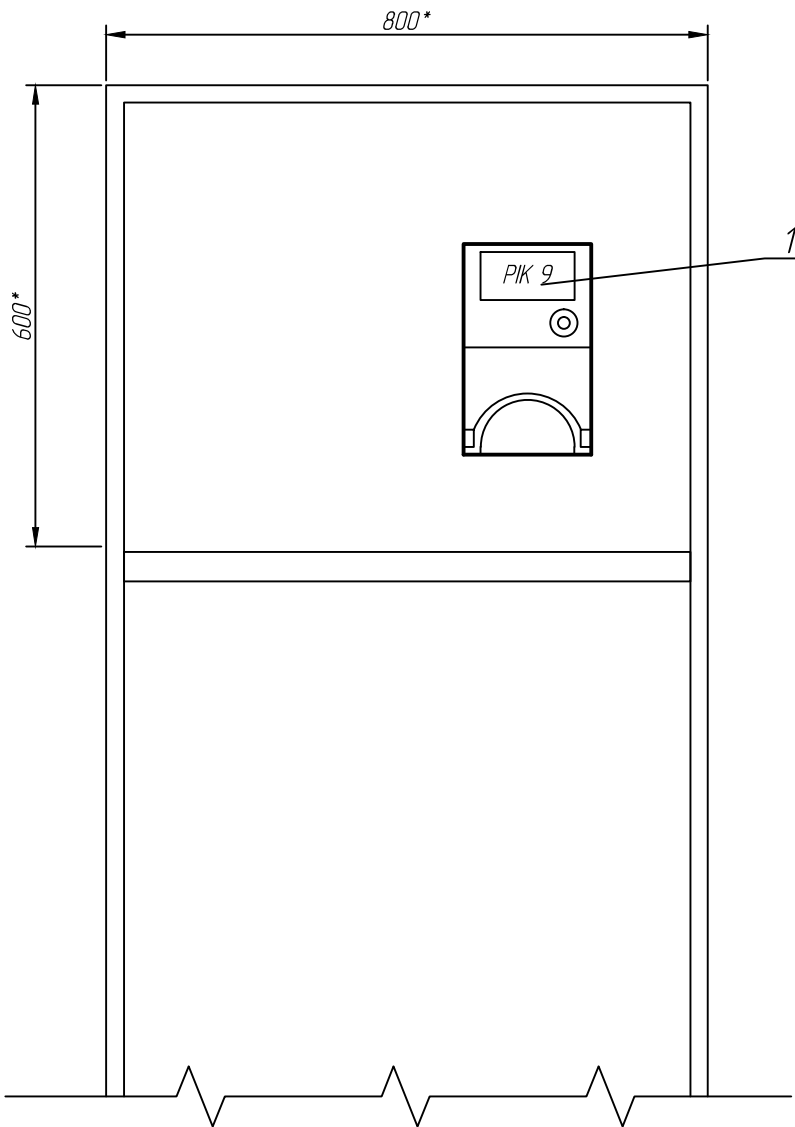


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РСК 8	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	1	
2	XR 8	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3	SV 8	ГЗКС-1/д - модуль грозозащиты RS-485	1	
4		Монтажная DIN - рейка, L=100 мм	1	
5		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	10	

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии, разветвитель интерфейса и монтажную DIN-рейку установить при помощи саморезов поз.5.
6. Модуль грозозащиты установить на монтажную DIN-рейку.
7. Перечень оборудования указан для установки одного прибора учета.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Чертеж установки счетчика
электрической энергии
ОПУ, яч. ТСН-2



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 9	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	1	
2	ХР 9	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.14.РД.СА	Лист
							4
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №39 «Березовская»

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.ТРП

2020

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №39 "Березовская"

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №				

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №39 "Березовская" Ведомость ТД	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Козлов					ТП	2	46
							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ №39 «Березовская».

Технорабочий проект выполнен на основании:

- Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;
- Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ №39 «Березовская» находится в Прокопьевском районе с. Калачево и имеет распределительные устройства 35 и 6кВ.

В настоящее время подстанция ПС 35/6кВ №39 «Березовская» присоединяется к энергосистеме двумя отпайками от ВЛ-35-ЗС-33 и ВЛ-35-ЗС-34.

ЗРУ-35кВ кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным выключателем. В цепях присоединений в ЗРУ-35кВ установлены трансформаторы напряжения типа ТЛР 7.1 и трансформаторы тока ТЛК-35-1.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6кВ мощностью 6,3МВА. Параллельная работа двух трансформаторов на ПС запрещена.

ЗРУ-6кВ выполнена по системе двух секций 6кВ с секционным разъединителем. В цепях присоединений ЗРУ-6кВ установлены трансформаторы тока типа ТЛШ-10, ТЛК-10 класса точности 0,5 и трансформатор напряжения НАМИТ-10, класса точности 0,5.

На ПС 35/6кВ №39 «Березовская» установлена существующая система АИИС КУЭ.

Вновь устанавливаемая система АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» на ПС 35/6кВ №39 «Березовская» устанавливается в параллельную работу.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					ИЗТ.83.2020.ОЭСК.13.ТД		Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3

– межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;

– обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;
- выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;
- оценки, локализация, поиск потерь электроэнергии;
- формирования всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

Основные функции АИИС КУЭ:

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСПД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСПД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения баланс отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

1.4 Описание процесса деятельности

Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 35/6кВ №39 "Березовская" представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">по АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.																							
			14 Описание процесса деятельности																							
			<p>Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 35/6кВ №39 "Березовская" представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.</p>																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																					
								4																		

Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

15 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

16 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.								
			<p>ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.</p> <p>ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.</p> <p>ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.</p> <p>ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.</p> <p>ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Normokontrol.</p> <p>ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.</p> <p>ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.</p>							
									ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
										5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21.4.04-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21.4.06-88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303-80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304-82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001-83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14.254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958-76 Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861-83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД						Лист
									6
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1.019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

1.7 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность		Количество специалистов	
Системный администратор		1	
Инженер по обслуживанию оборудования		1	
Техник-электромеханик		2	

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>к эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, прошедший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.</p> <p>Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.</p> <p>Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.</p> <p>Таблица 3.1 –Перечень категорий работников и число штатных единиц</p> <table><tr><td>Должность</td><td>Количество специалистов</td></tr><tr><td>Системный администратор</td><td>1</td></tr><tr><td>Инженер по обслуживанию оборудования</td><td>1</td></tr><tr><td>Техник-электромеханик</td><td>2</td></tr></table>						Должность	Количество специалистов	Системный администратор	1	Инженер по обслуживанию оборудования	1	Техник-электромеханик	2										
		Должность	Количество специалистов																						
Системный администратор	1																								
Инженер по обслуживанию оборудования	1																								
Техник-электромеханик	2																								
Инв. № подл.		<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.ч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table> <div>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.ТД</div> <div>Лист 7</div>																		Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																				

Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС. КУЭ.

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;*
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;*
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;*
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;*
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;*
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;*
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;*
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;*
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;*
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;*
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.*
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;*
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;*
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;*
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;*
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;*
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;*
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;*

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
										8
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

1.9 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.</p> <p>При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.</p> <p>Ремонтный режим работы</p>					
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист	
							9	
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ООО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>характеристики (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).</p>					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.13.ТД	Лист	
							11	

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС39 35/6 Т-1	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-35кВ	Т/К-35-1 УХ/12.1	1000/5	Т/Р 7.1, 51401-12	35000/100 /√3
					Т/К-35-1 УХ/12.1	1000/5	Т/Р 7.1, 51401-12	35000/100 /√3
					Т/К-35-1 УХ/12.1	1000/5	Т/Р 7.1, 51401-12	35000/100 /√3
2	ПС39 35/6 Т-2	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-35кВ	Т/К-35-1 УХ/12.1	1000/5	Т/Р 7.1, 51401-12	35000/100 /√3
					Т/К-35-1 УХ/12.1	1000/5	Т/Р 7.1, 51401-12	35000/100 /√3
					Т/К-35-1 УХ/12.1	1000/5	Т/Р 7.1, 51401-12	35000/100 /√3
3	ПС39 35/6 Т-1	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Т/ЛШ- 10-1	2000/5	НАМИТ-10-2-УХ/12	6000/100
					Т/ЛШ- 10-1	2000/5		
					Т/ЛШ- 10-1	2000/5		
4	ПС39 35/6 Т-2	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Т/ЛШ- 10-1	2000/5	НАМИТ-10-2-УХ/12	6000/100
					Т/ЛШ- 10-1	2000/5		
					Т/ЛШ- 10-1	2000/5		
5	ПС 39 ф.15	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Т/ЛШ- 10-1	2000/5		
					Т/ЛШ- 10-1	2000/5		
					Т/ЛШ- 10-1	2000/5		
6	ПС 39 ф. 17	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Т/К-СТ-10-5/1143	100/5		
					Т/К-СТ-10-5/1143	100/5		
7	ПС 39 ф. 18	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Т/К 10-5	300/5		
					Т/К 10-5	300/5		
8	ПС 39 ф. 22	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Т/К 10-5	600/5		
					Т/К 10-5	600/5		
9	ПС39 ТСН-1	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ, пан.2	Т-0,66	300/5	-	-
10	ПС39 ТСН-2	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ, пан.2	Т-0,66	300/5	-	-

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						ИЭТ.83.2020.03СК.13.ТД	Лист
							12
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
											13
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИБК). ИБК – Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИБК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

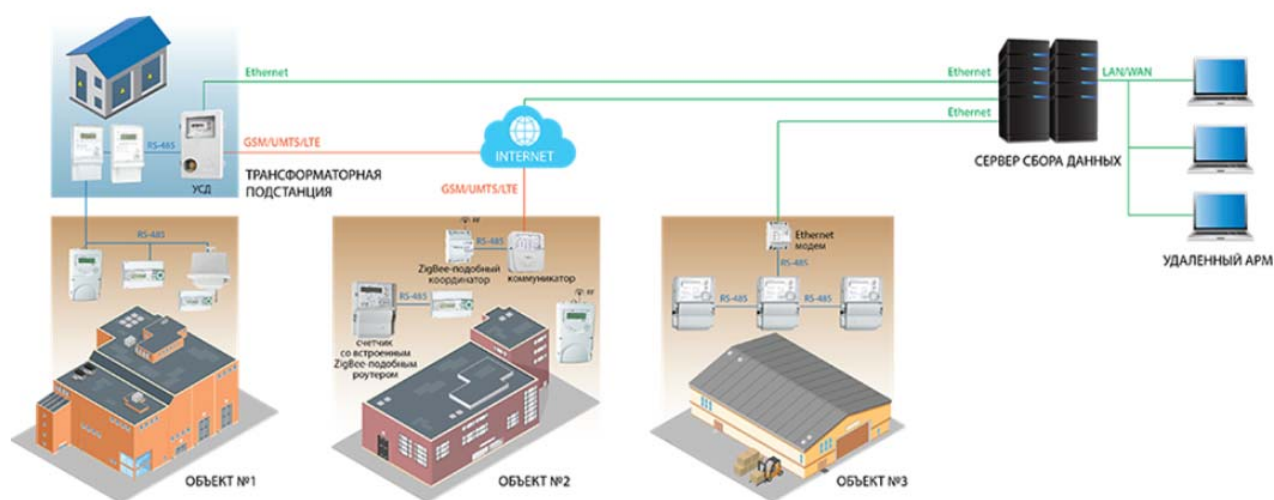
- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

Взам. инв. №	Подп. и дата	<ul style="list-style-type: none">Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).Считывание журнала событий УСД.Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.									
Инв. № подл.							Лист 14				
	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД										
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЭТ.83.2020.03СК.13.ТД	Лист	
							15	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист	
							16	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		<div>4.2 Организация информационного обеспечения</div> <div>Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.</div> <div>Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.</div>								
												ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД		Лист
														17
Изм.		Кол.уч.		Лист		№ док.		Подп.		Дата				

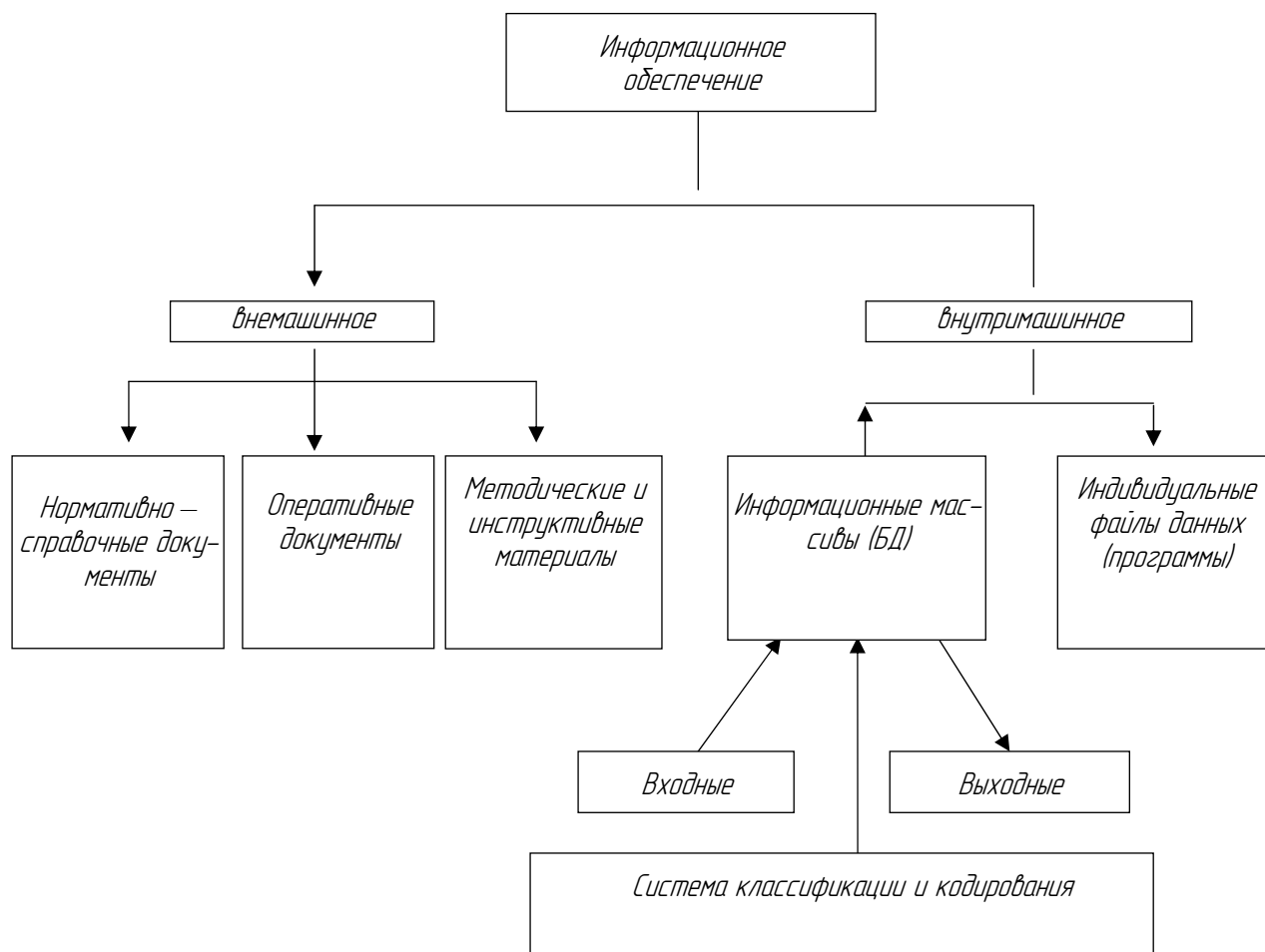


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист 18
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

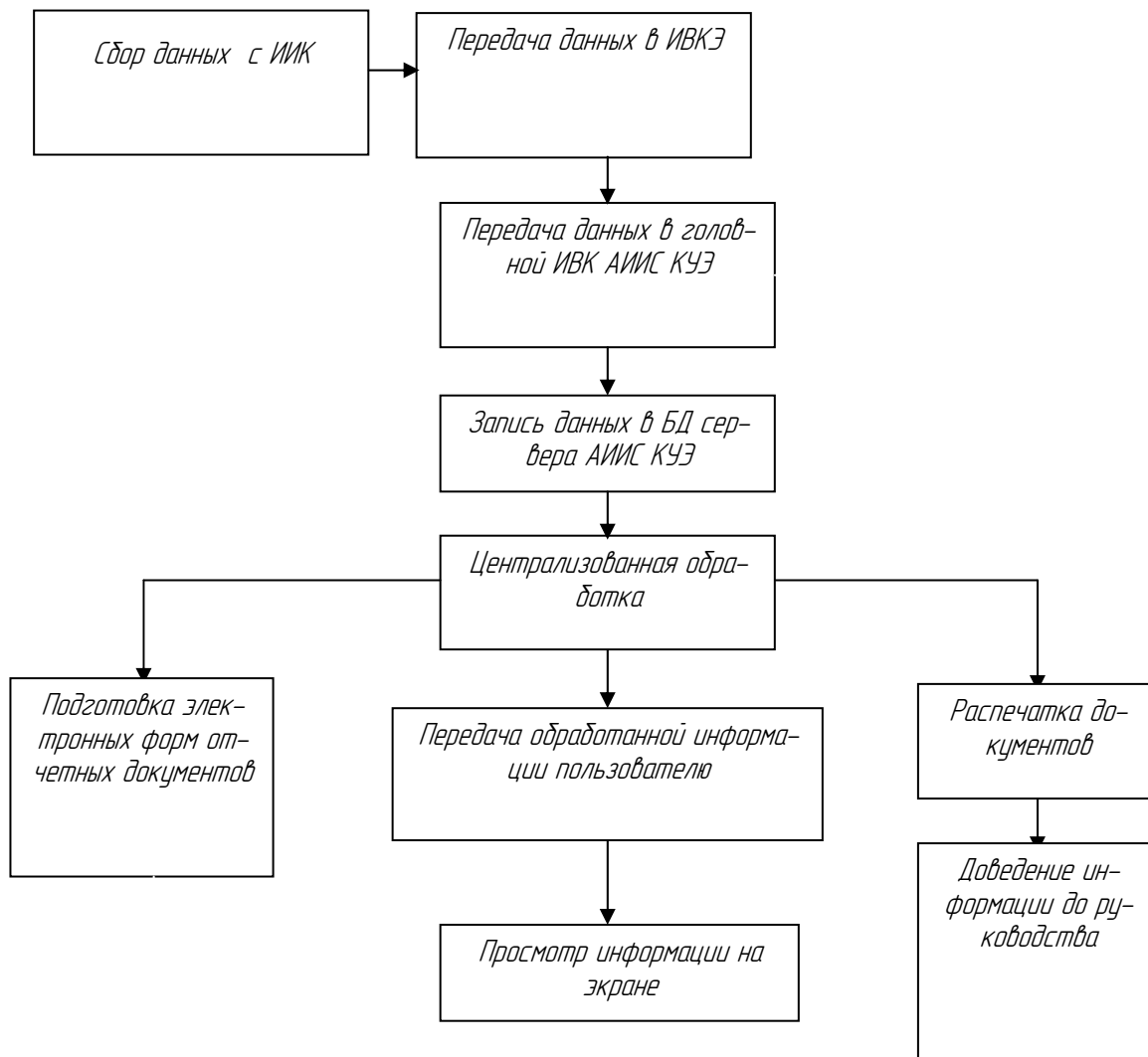


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внешинной информации

Внешинная информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
							19

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист 20
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствуют ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках \square до 144;

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА						Лист
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии						
Подп. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).						21
	Тарификатор:						
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									22	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.ОЭСК.13.ТД

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									23	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД			24

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с I _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP, электросчетчиков: трансформаторного включения	±0,5 при 0,05I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , cosφ=1 ±0,6 при 0,05I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , cosφ=0,5 ±1,0 при 0,01I _{ном} ≤ I < 0,05I _{ном} , cosφ=1 ±1,0 при 0,02I _{ном} ≤ I < 0,05I _{ном} , cosφ=0,5 ±1,0 при 0,05I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , cosφ=0,25
непосредственного включения	±1,0 при 0,1I _б ≤ I ≤ I _{макс} , cosφ=1, cosφ=0,5 ±1,5 при 0,05I _б ≤ I < 0,1I _б , cosφ=1 ±1,5 при 0,1I _б ≤ I ≤ I _{макс} cosφ=0,25
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ, счетчиков: трансформаторного включения	±1,0 при 0,05I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , sinφ=1, sinφ=0,5 ±1,5 при 0,01I _{ном} ≤ I < 0,05I _{ном} , sinφ=1 ±1,5 при 0,02I _{ном} ≤ I < 0,05I _{ном} , sinφ=0,5 ±1,5 при 0,05I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , sinφ=0,25
непосредственного включения	±2,0 при 0,1I _б ≤ I ≤ I _{макс} , sinφ=1, sinφ=0,5 ±2,5 при 0,05I _б ≤ I < 0,1I _б , sinφ=1 ±2,5 при 0,1I _б ≤ I ≤ I _{макс} , sinφ=0,25

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.13.ТД	Лист
							25

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \delta \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_0}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \delta \leq I < I \delta$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД		Лист
											28
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4 ТМ.05МК.01 относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.</p> <p>В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температу- ра в зимнее время не ниже 0°С.</p> <p>5.6 Защита от несанкционированного доступа</p> <p>Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.</p> <p>Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.</p>						
									Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД		29	

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналаобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН»

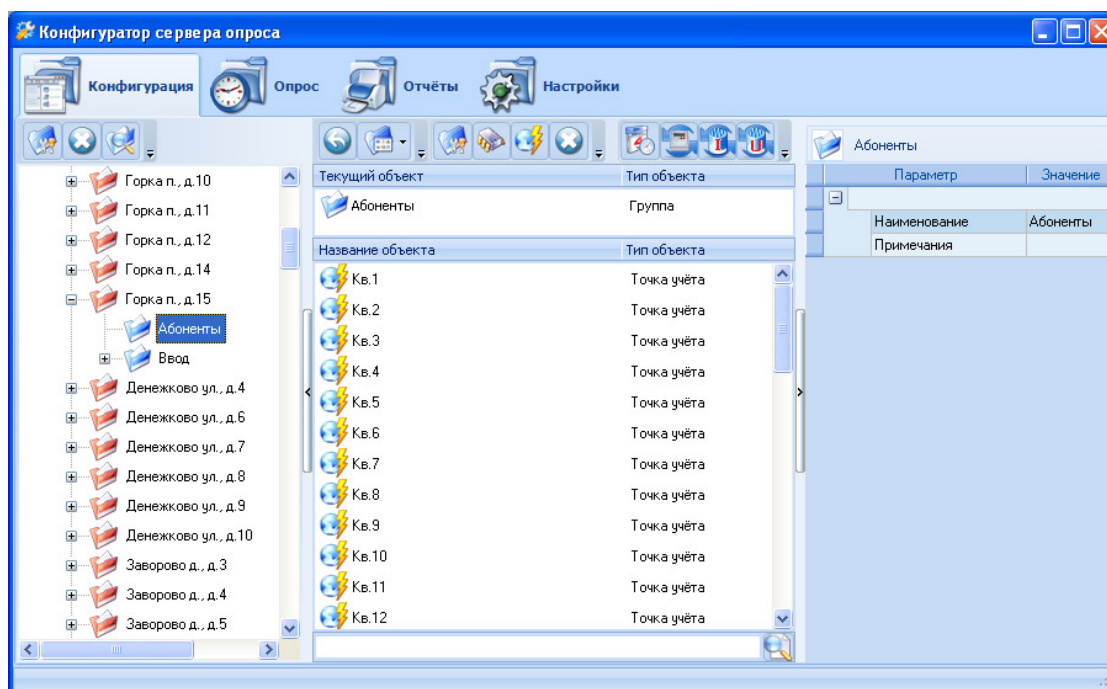
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» представлено на сайте производителя и может быть использовано в свободном доступе.

Сервер Опроса

Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.

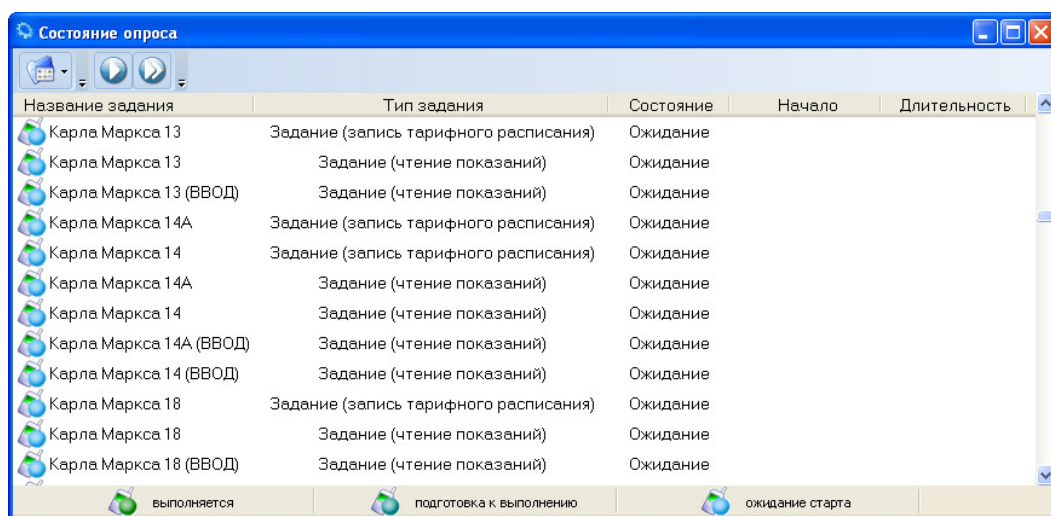


Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.13.ТД	Лист
							31

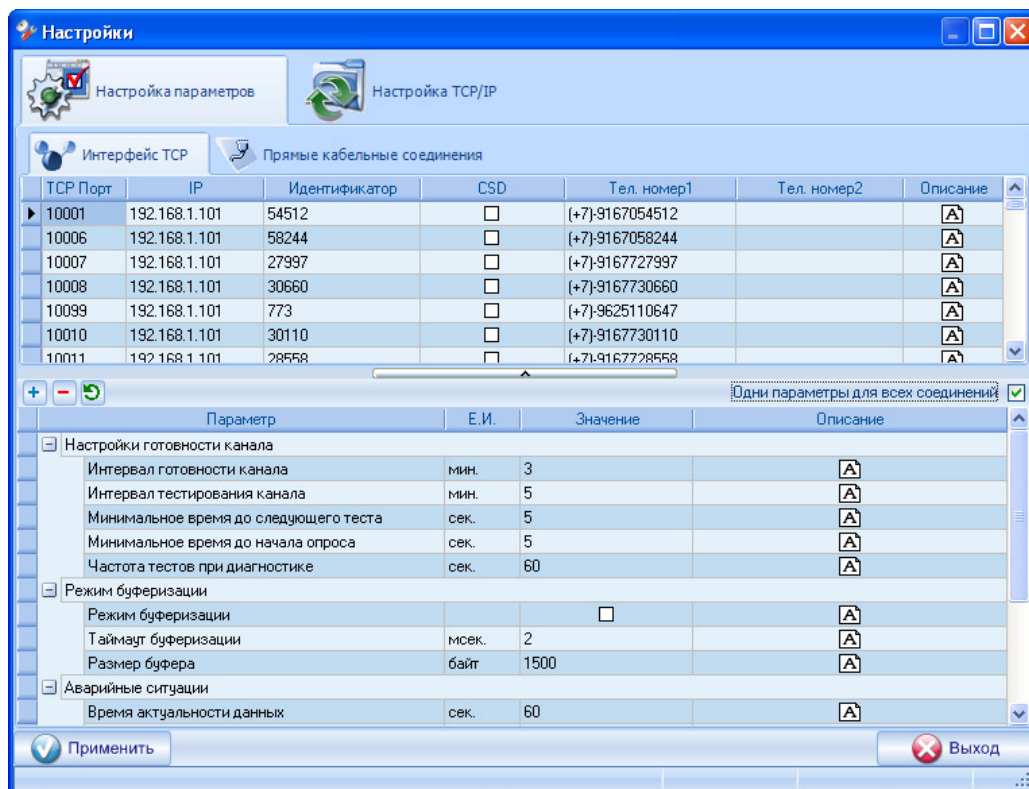
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД

Лист

32

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф	Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.307	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

ИЗТ.83.2020.03СК.13.ТД

Лист

33

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							
<ul style="list-style-type: none">- поверку АИИС КУЭ;- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.									
<p style="text-align: center;">7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока</p> <p>Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.</p> <p>Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.</p>									
							ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД		Лист
									34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электро-энергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).</p> <p>Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.</p> <p>7.6 Контроль точности результатов измерений</p> <p>Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.</p> <p>Задачами контроля точности являются проверки:</p>							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		35

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f(5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f(20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист 36
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

<i>Элемент системы</i>	<i>Тип</i>	<i>Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений</i>
<i>Счетчик</i>	<i>ПСЧ-4 ТМ.05.МК</i>	<i>62838</i>

<i>Инд. № подл.</i>	<i>Подп. и дата</i>	<i>Взам. инв. №</i>

						<i>ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД</i>	<i>Лист</i>
							<i>37</i>
<i>Изм.</i>	<i>Колуч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

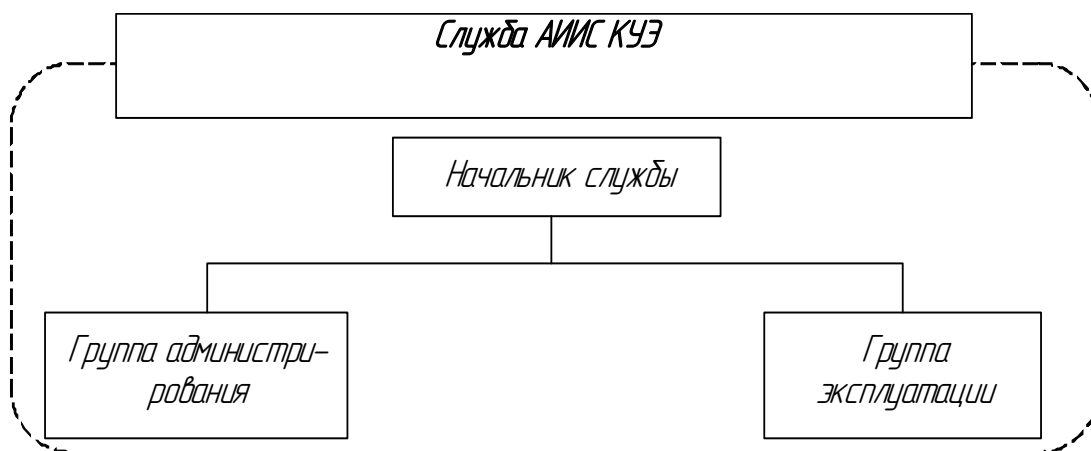


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
							38

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КУЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КУЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КУЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КУЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КУЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
										39
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 10 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

Согласно ГОСТ 27.002–89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надёжности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии;
- УСПД.

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003–90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	10

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003–90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

Измерительные ТТ и ТН относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									40
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Щкаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надёжности:

- а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:
средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;
средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.
- б) для счетчиков электроэнергии:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;
среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.
- в) для системы шкафов УСПД:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;
время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надёжности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надёжности.

Расчет показателей надёжности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надёжности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надёжности приведены в таблице.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии.</p> <p>ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>							
									ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		41

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	10	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	1	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИМК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	10	165000	0,0000606
Итого для ИМК					0,0000606

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИБКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2.

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИБКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>Расчет произведен по формулам:</p> $\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$ <p>где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,</p>						Лист
			<p>ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД</p>						
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0000183712$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 54433 \text{ ч.}$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 54433 / (2 + 54433) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$\lambda_{\Gamma} = \frac{1}{T_B + T_0};$					
			$K_{\Gamma}=54433/(2+54433)=0,99.$					
			<p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах</p>					
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД		Лист
								43
Изм.	Кол.цч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j.$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжести последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									44
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД

- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;
 - доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;
- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.ОЭСК.13.ТД	Лист 45
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		
						Подп.		

- резервирование коммерческой информации на внешние носители.
- в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:
 - поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;
 - з) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:
 - очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;
 - для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.
 - д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:
 - проведение диагностики и локализация неисправности устройств;
 - полное тестирование и выявление неисправных устройств;
 - ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП. Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t,$$

где Q – количество запасных элементов;

N – количество элементов на подстанции;

t – % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>где Q – количество запасных элементов;</p> <p>N – количество элементов на подстанции;</p> <p>t – % (на основании договора).</p> <p>Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.13.ТД		Лист
								46

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6 кВ №39 “Березовская”

ТОМ 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.13. РД

Руководитель проекта

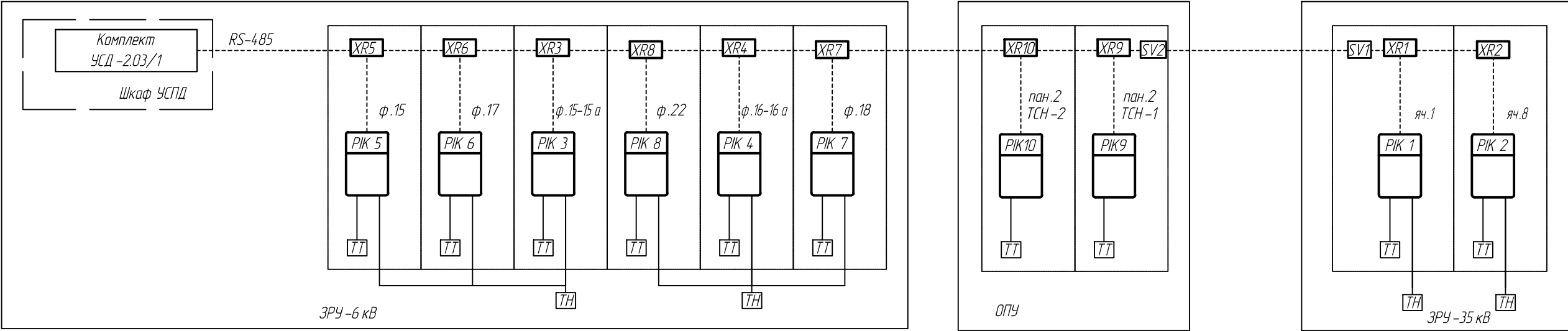
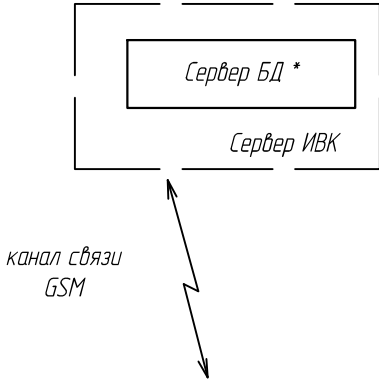
А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта											
Обозначение			Наименование				Примечание				
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.ТП			Общие данные								
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С 1			Схема структурная								
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.СБ.01			Схема однолинейная								
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.СБ.02			Схема электрическая принципиальная распределительной сети								
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С 7			План расположения оборудования и проводок								
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.01			Схема подключения вторичных цепей								
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С 5.02			Схема подключения информационных цепей								
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.СА			Чертеж установки технических средств								
Ведомость ссылочных и прилагаемых документов											
Обозначение			Наименование				Примечание				
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.В 4			Спецификация оборудования и материалов								
<p>Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП</p>											
Согласовано							<div>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.ТП</div> <div>ПС 35/6кВ №39 "Березовская"</div> <div>000 "Инэнерготех"</div>				
Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
			Разраб.	Логашева		2020	Р		1		
			Провер.	Козлов		2020					
			Утв.	Савченко		2020					

Формат А4

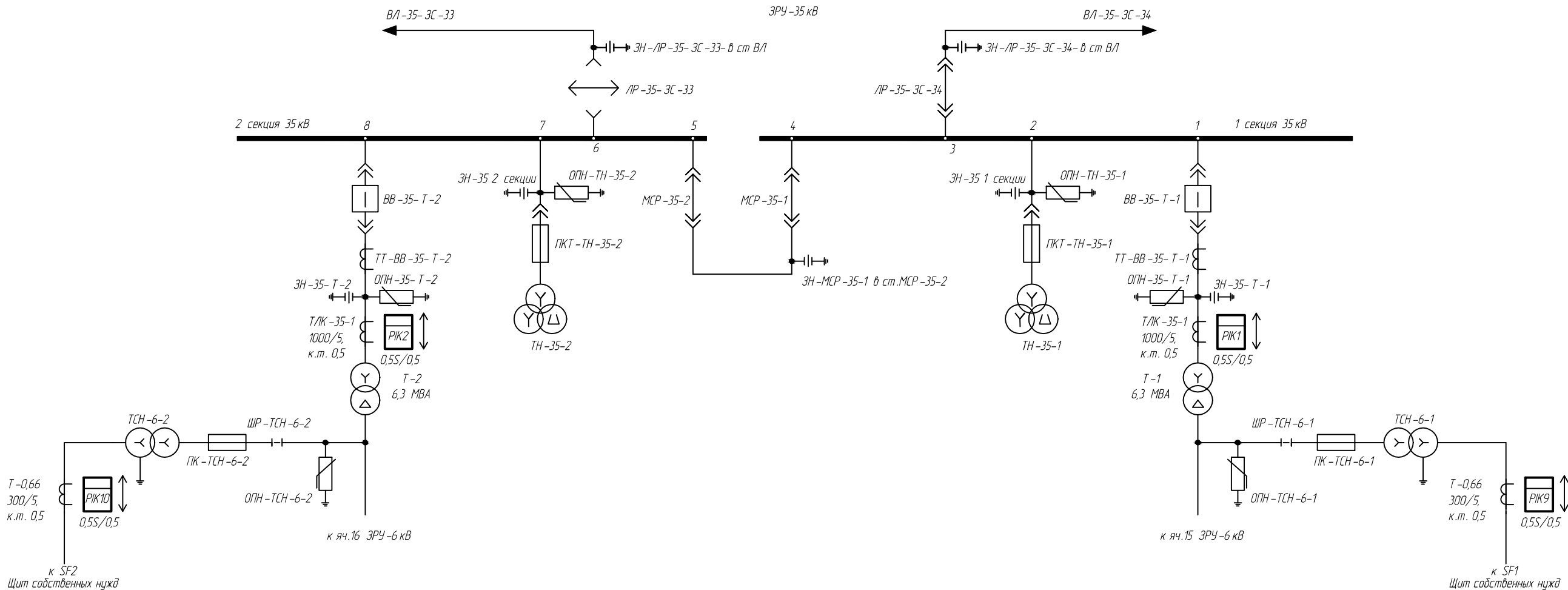
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK1- PIK10	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	8	
2	PIK9, PIK10	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
3	XR1-XR10	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	10	
4	SV1, SV2	ГЗКС-1/д - модуль грозозащиты RS-485	2	



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С 1			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №39 "Березовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р		1
Провер.	Козлов				2020	Схема структурная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

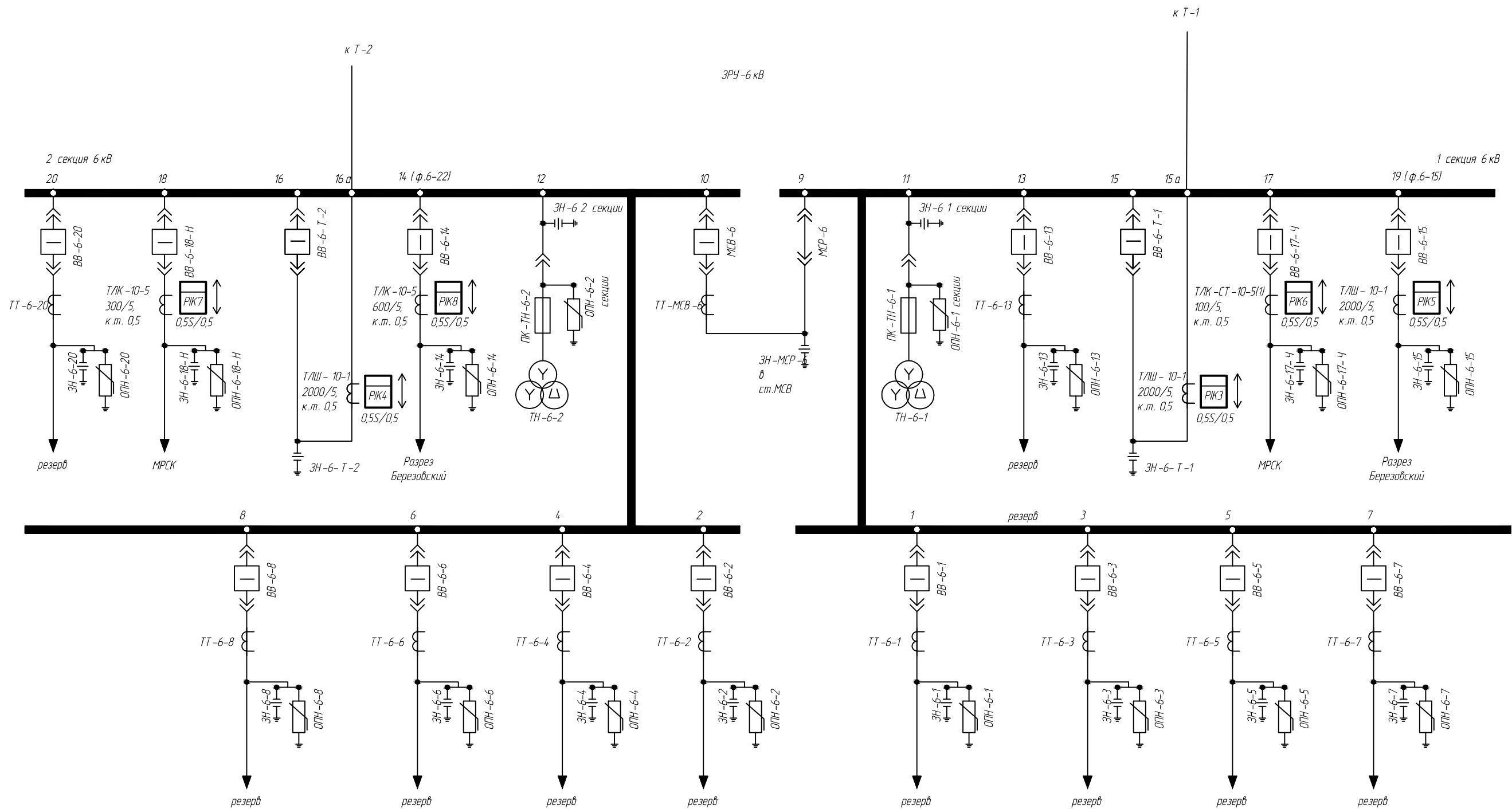
ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должны быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.СБ.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №39 "Березовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	2
Провер.	Козлов				2020	Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"

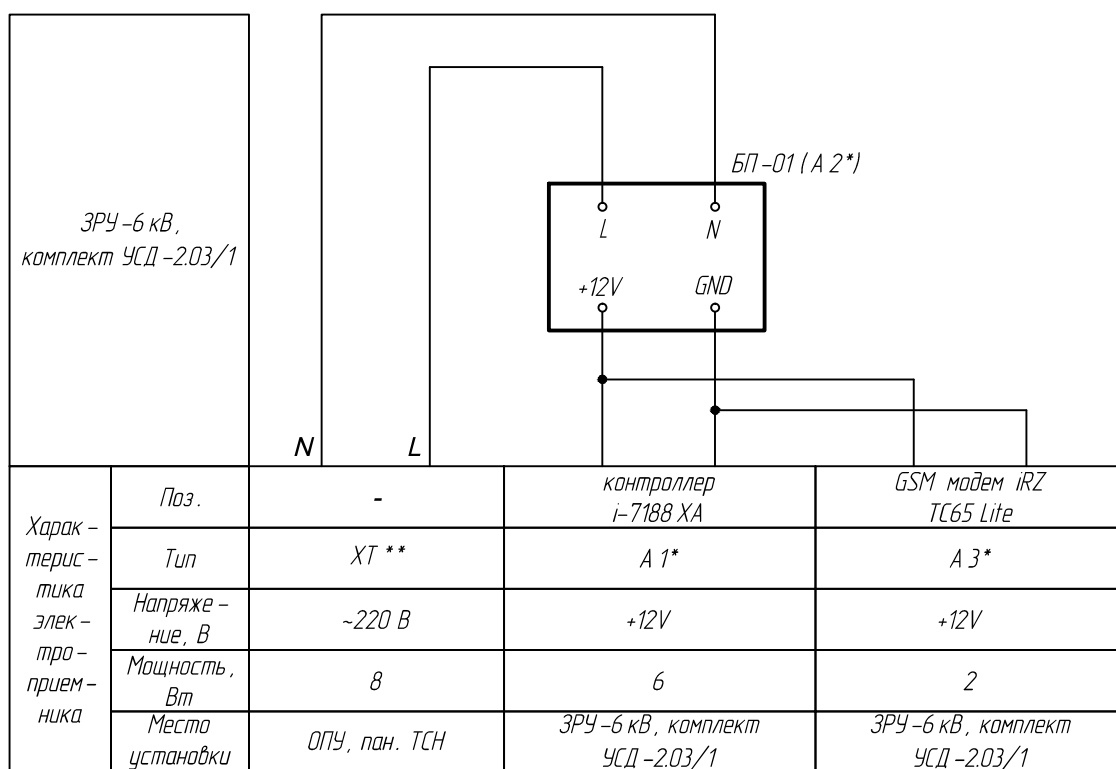


Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.РД.СБ.01

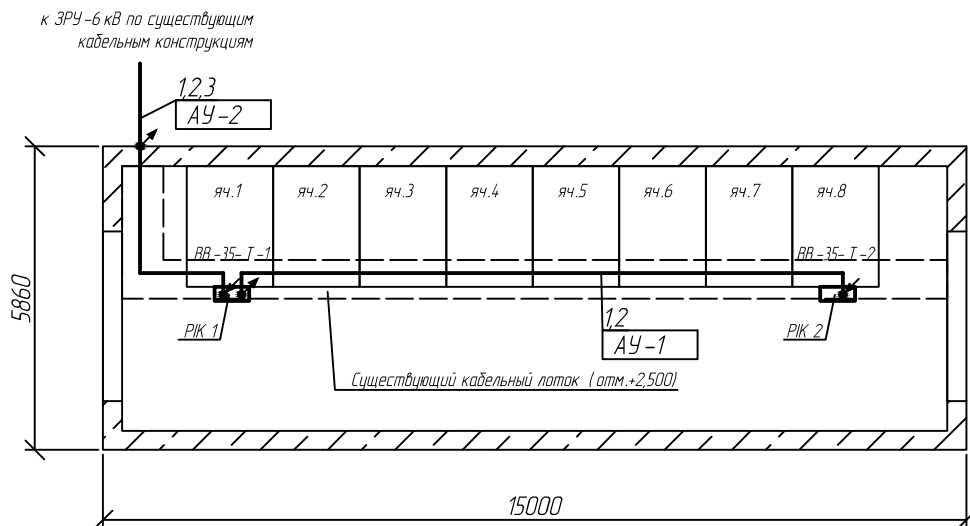
Лист
2



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * – обозначение прибора по паспорту.
3. ** – существующее оборудование. Место подключения питания УСД – 2.03/1 определить при монтаже.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.13. РД.СБ.02			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева			2020	ПС 35/6кВ №39 "Березовская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Козлов			2020		Р		1
						Схема электрическая принципиальная распределительной сети	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"
ЗРУ-35 кВ
(отм. 0,000)



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Прокладку кабелей выполнить по существующим кабельным конструкциям, исходя из удобства монтажа.
3. Прокладка кабеля АУ-2 условно не показана. Монтаж произвести по существующим железобетонным кабельным лоткам.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С 7

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.	Логашева				2020			
Провер.	Козлов				2020			
Утв.	Савченко				2020			

ПС 35/6кВ №39 "Березовская"

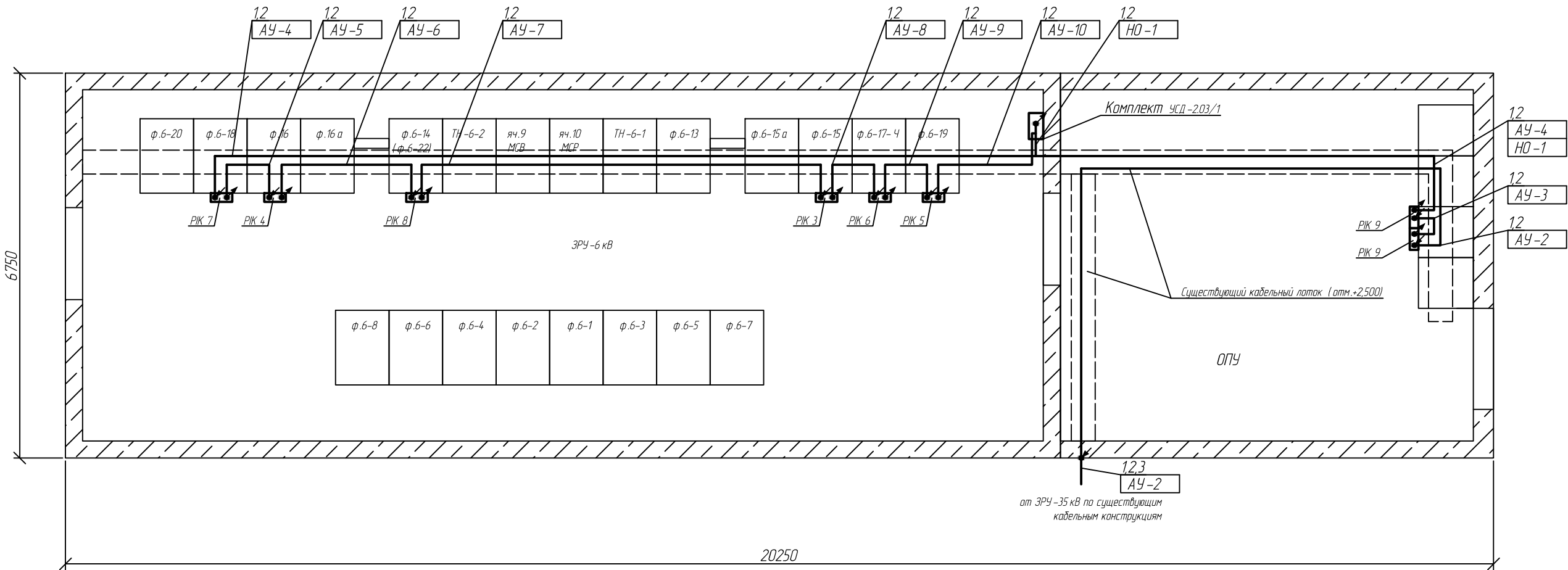
План расположения оборудования и проводок

Стадия	Лист	Листов
Р	1	2

ООО "Инэнерготех"

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	100	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	22	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	40	

ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"
(отм. 0,000)

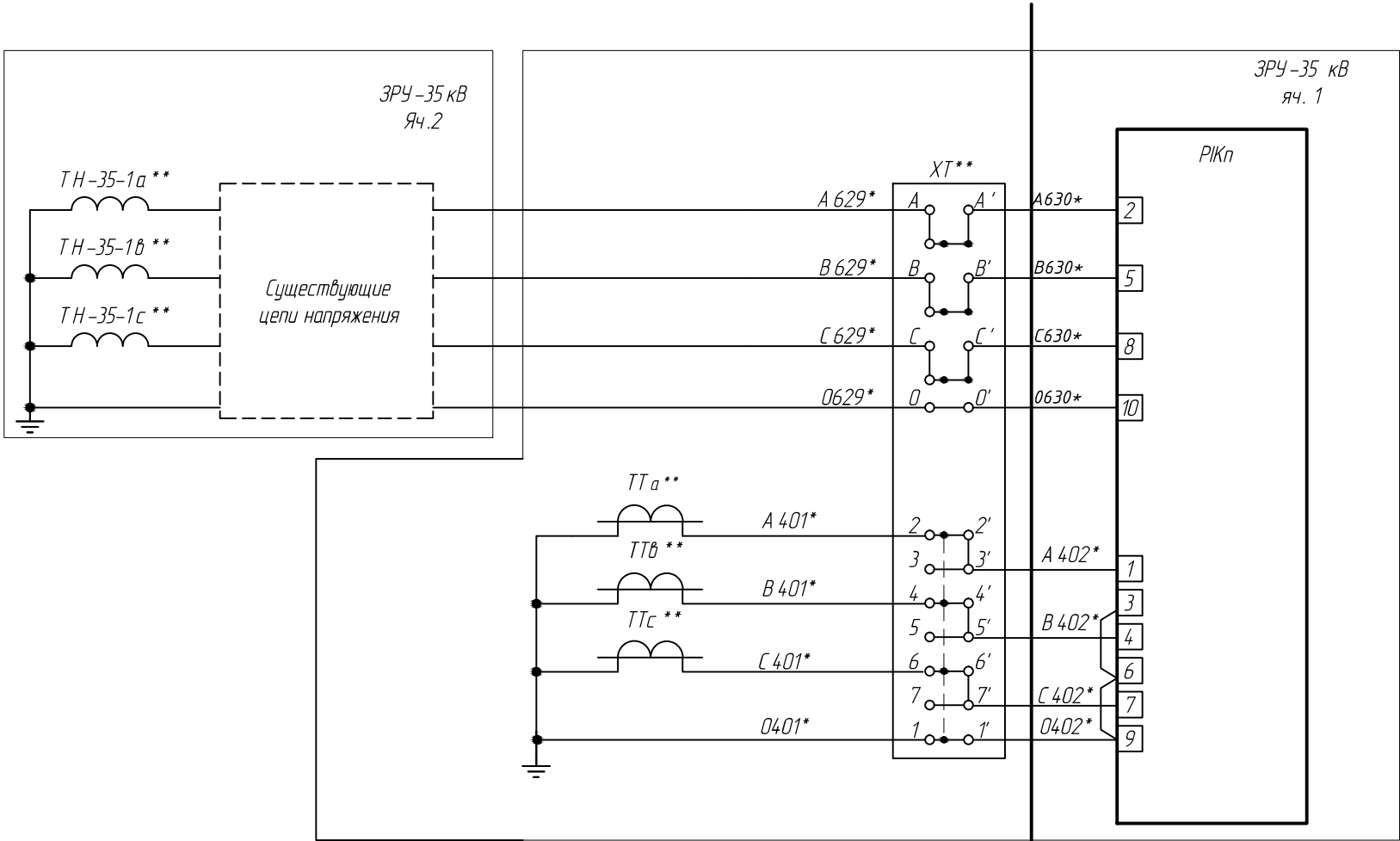


- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Прокладку кабелей выполнить по существующим кабельным конструкциям, исходя из удобства монтажа.
- Прокладка кабеля АУ-2 условно не показана. Монтаж произвести по существующим железобетонным кабельным лоткам.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.РД.С7	Лист
							2

Присоединение ф. Т-1 35 кВ



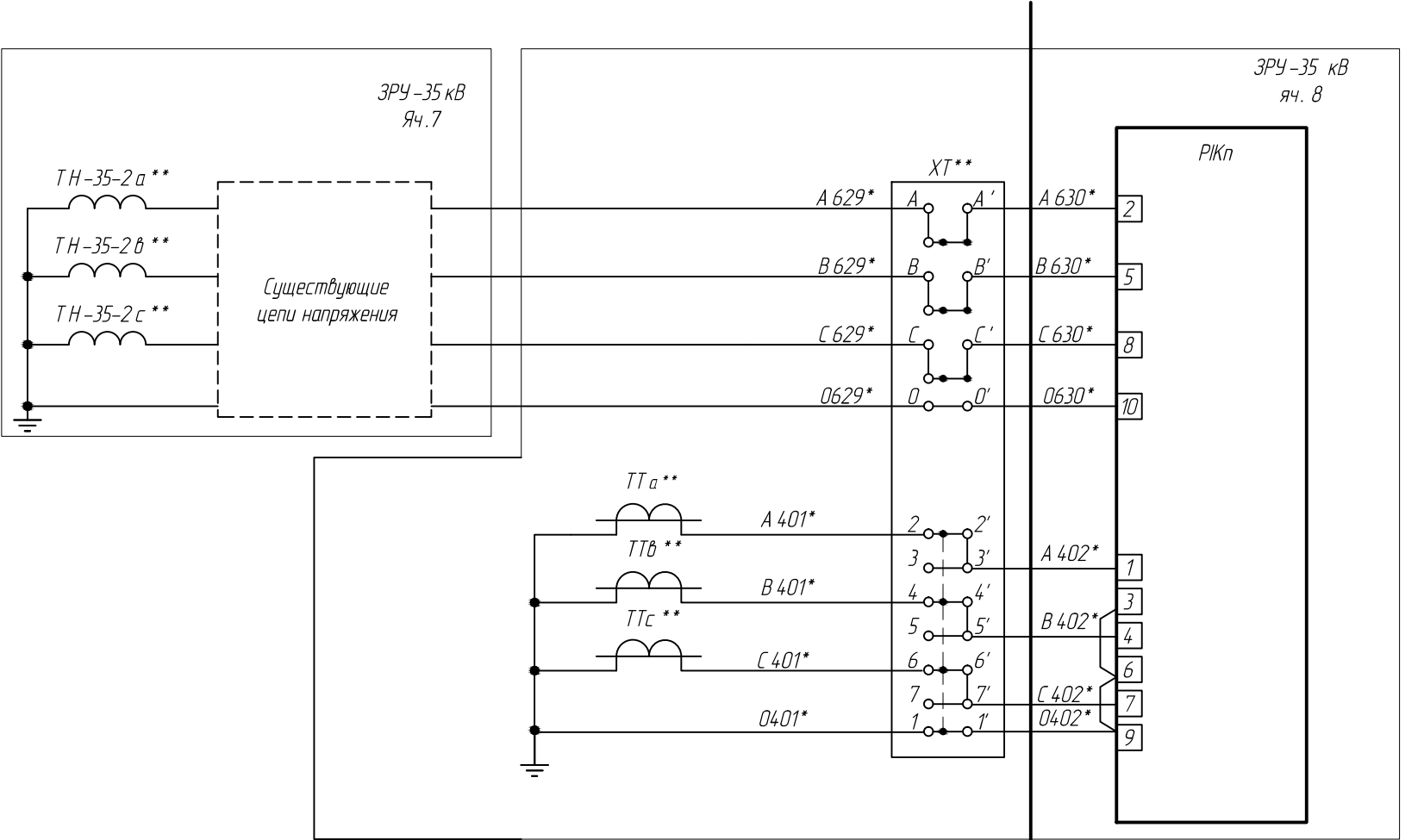
Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КЧЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.13.РД)

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КЧЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

						ИЕТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С 5.01			
						АИИС КЧЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №39 "Березовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	5
Провер.	Козлов				2020	Схема подключения вторичных цепей	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

Присоединение ф. Т-2 35 кВ



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"

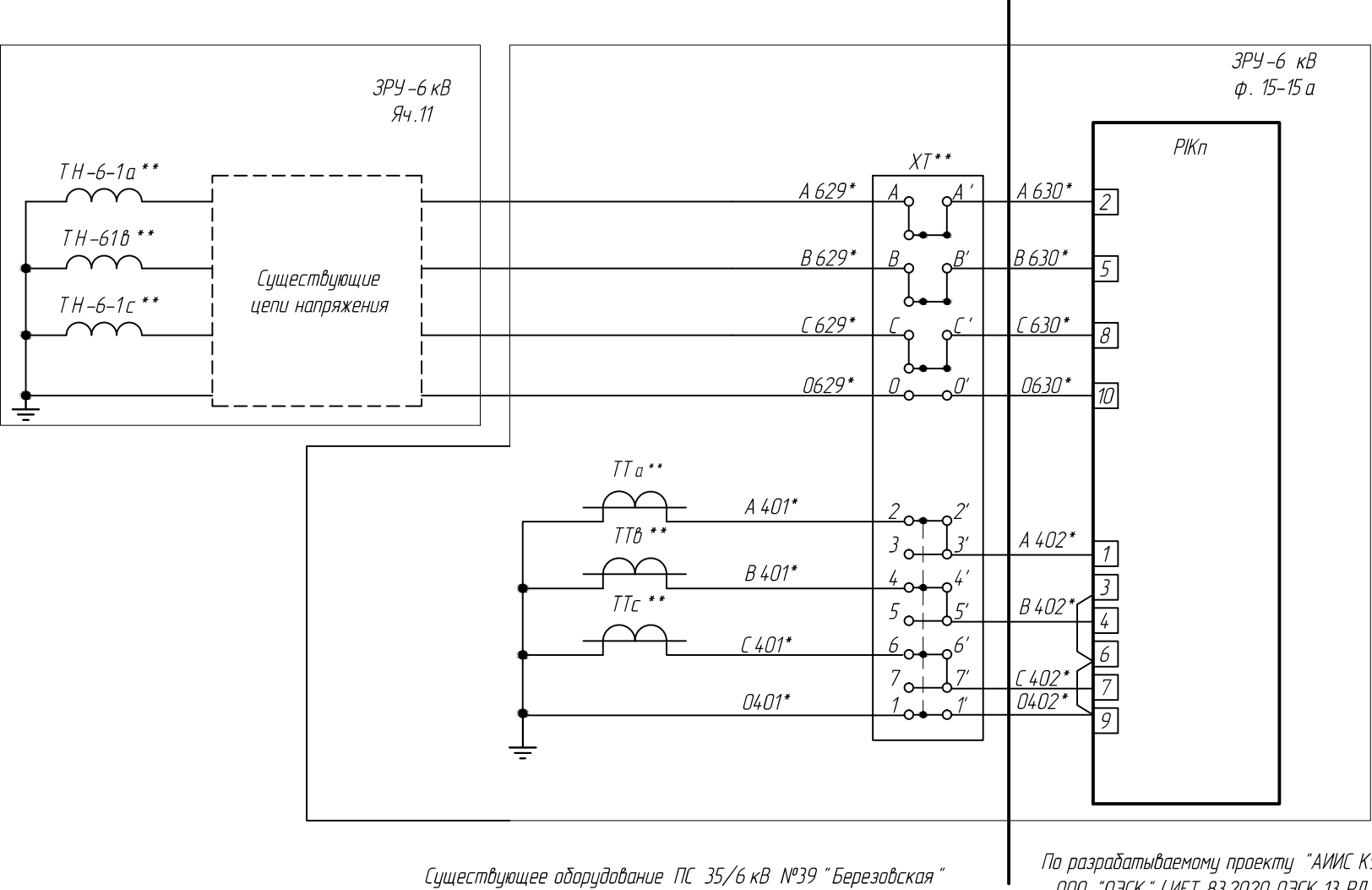
По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.13.РД)

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С5.01	Лист
							2

Присоединение ф. Т-1 6 кВ



По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.13.РД)

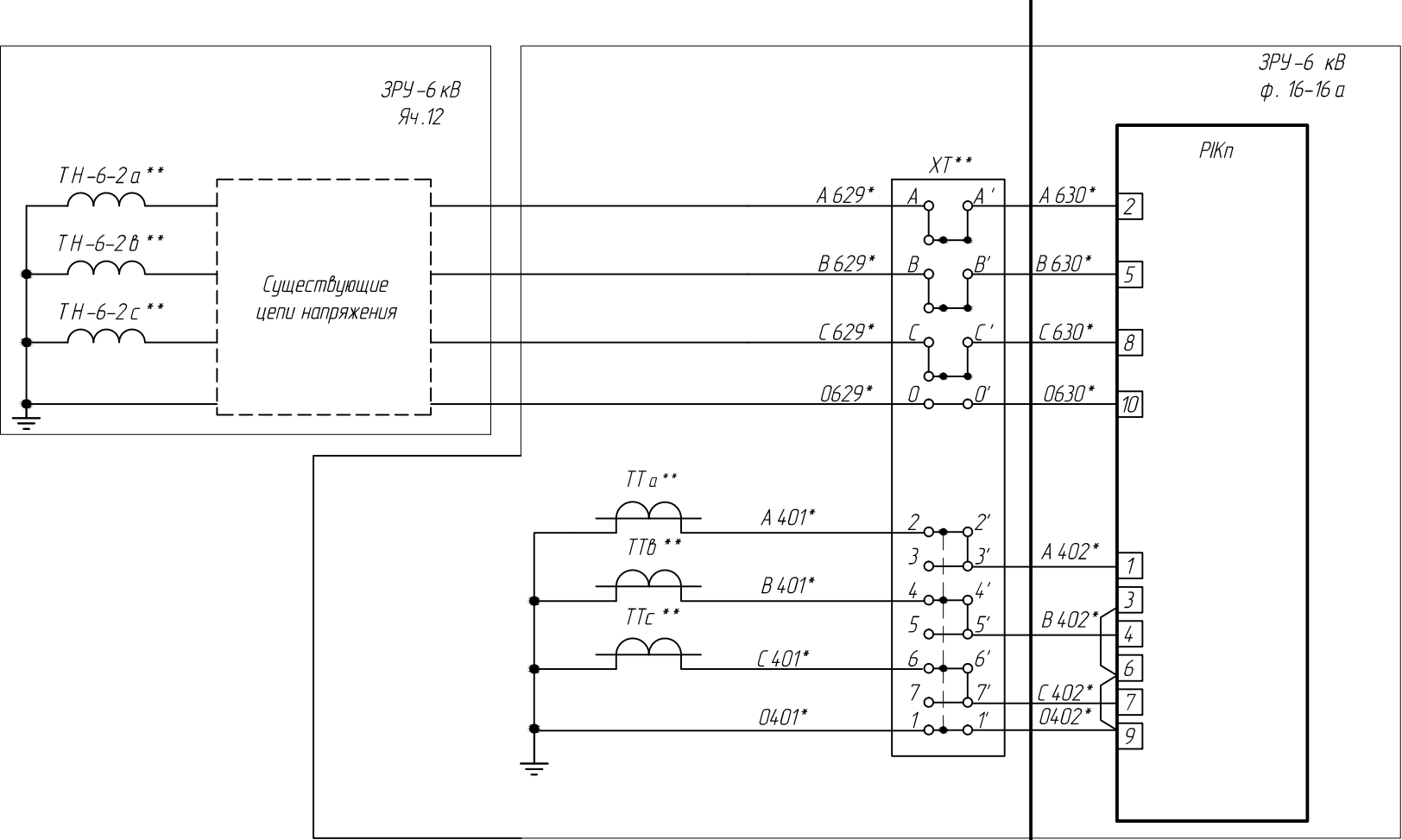
Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** - существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С5.01	Лист
							2

Присоединение ф. Т-2 6 кВ



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"

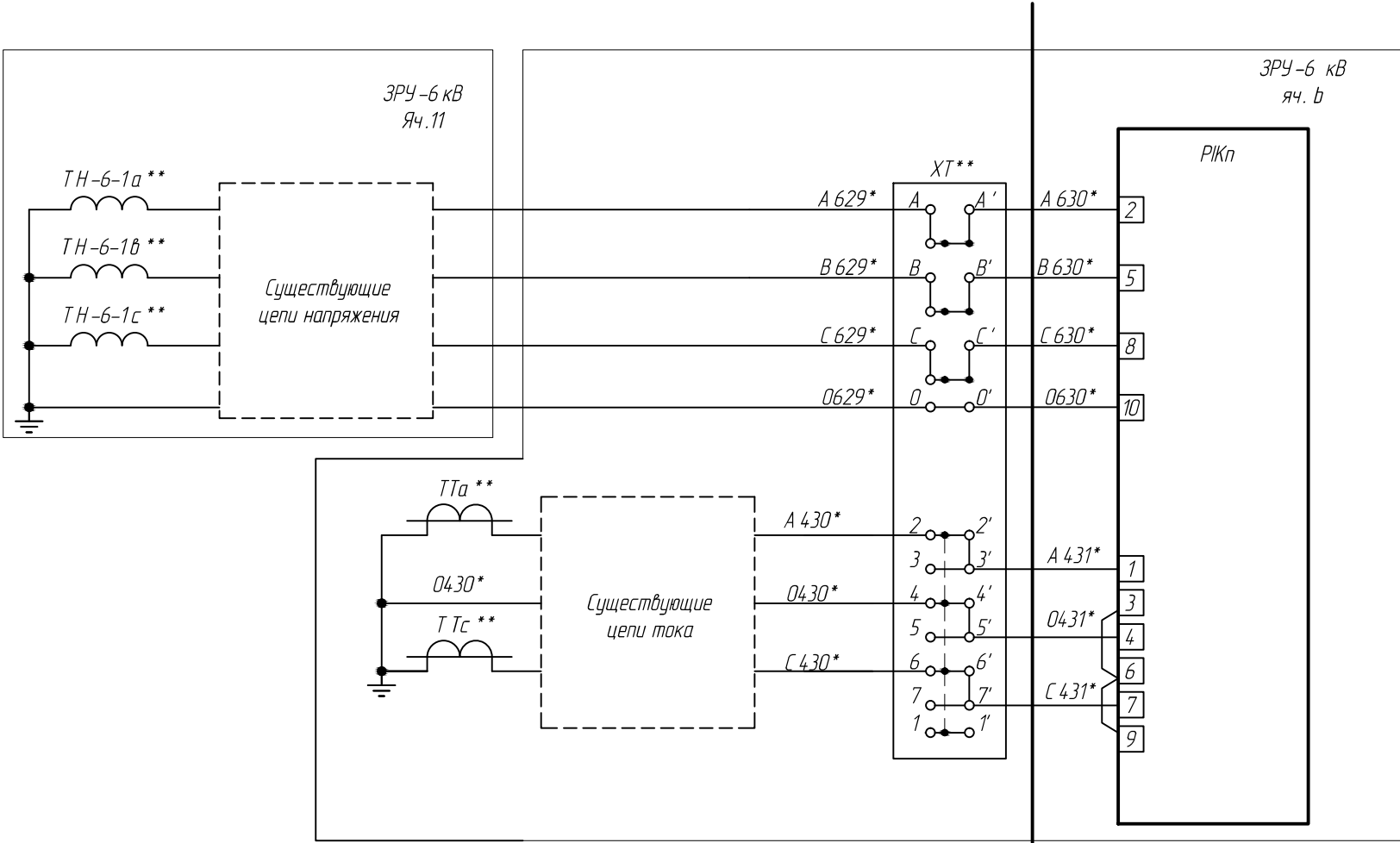
По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.13.РД)

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** - существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инд. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С5.01	Лист
							2

Присоединение ф. N 6 кВ



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.13.РД)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	ОРУ-6 кВ, яч. б	РКп	Примечание
Ф. 15	15	5	Схему подключения определить при монтаже
ф. 17	17	6	

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** - существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Присоединение ф. N

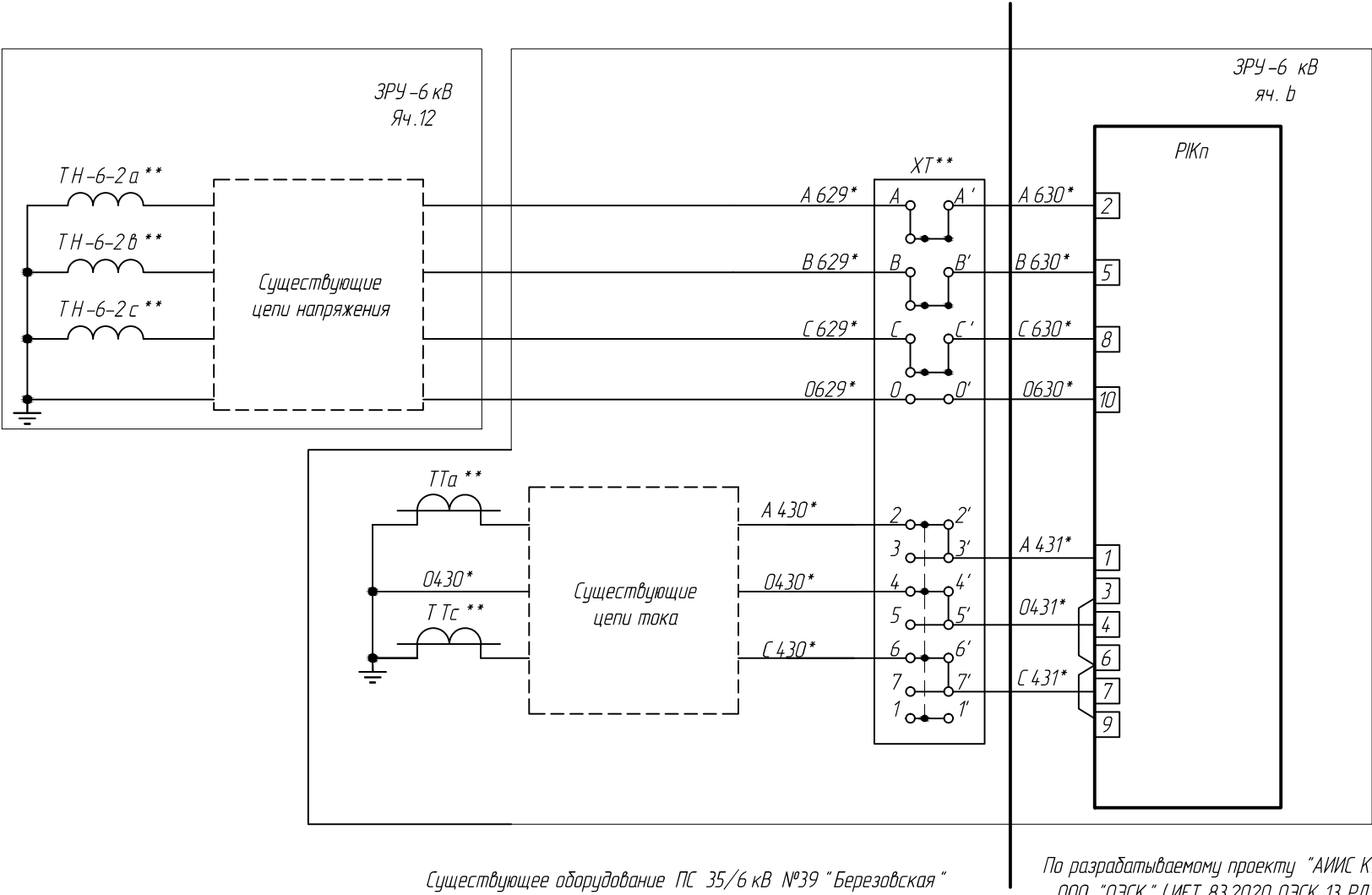


Таблица применения

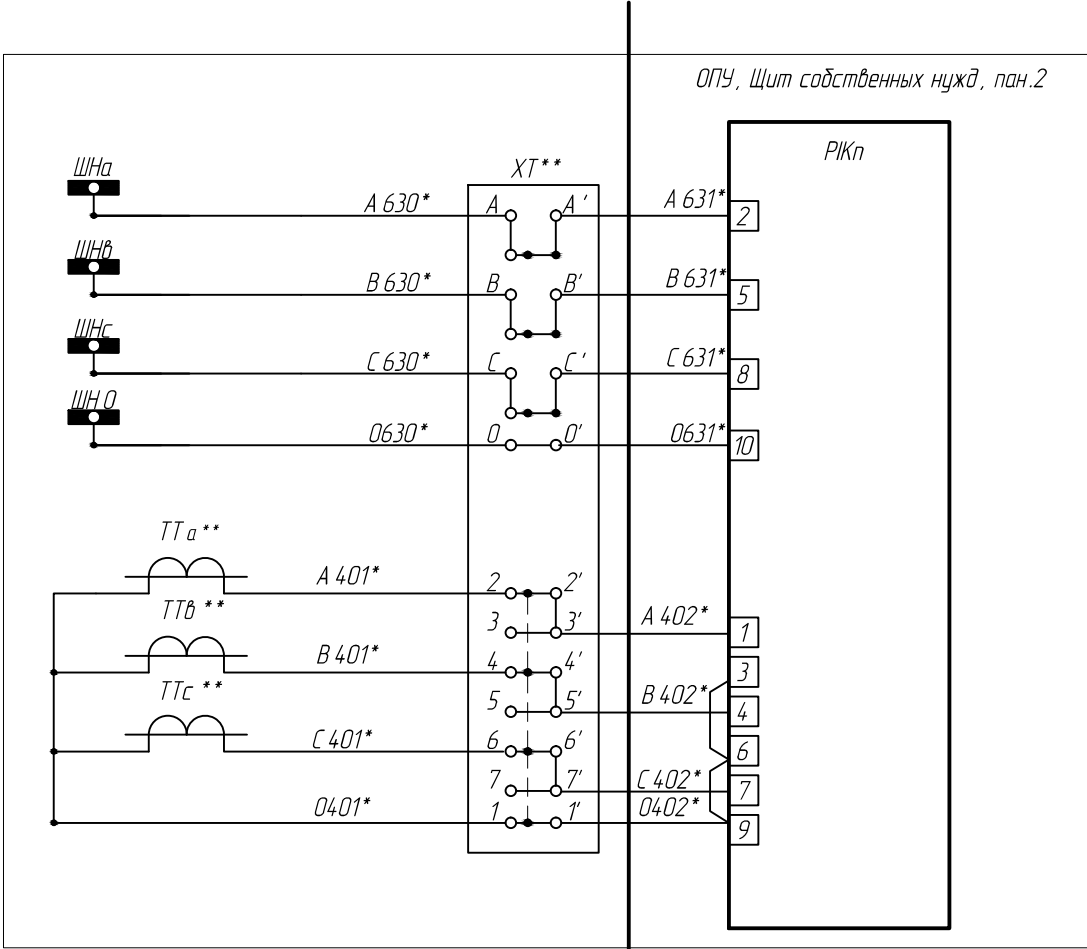
Наименование присоединения, ф. N	ОРУ-6 кВ, яч. б	РКп
ф. 18	18	7
ф. 22	22	8

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.13.РД)

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** - существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.13.РД)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РК п
ТСН-1	9
ТСН-2	10

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** – существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

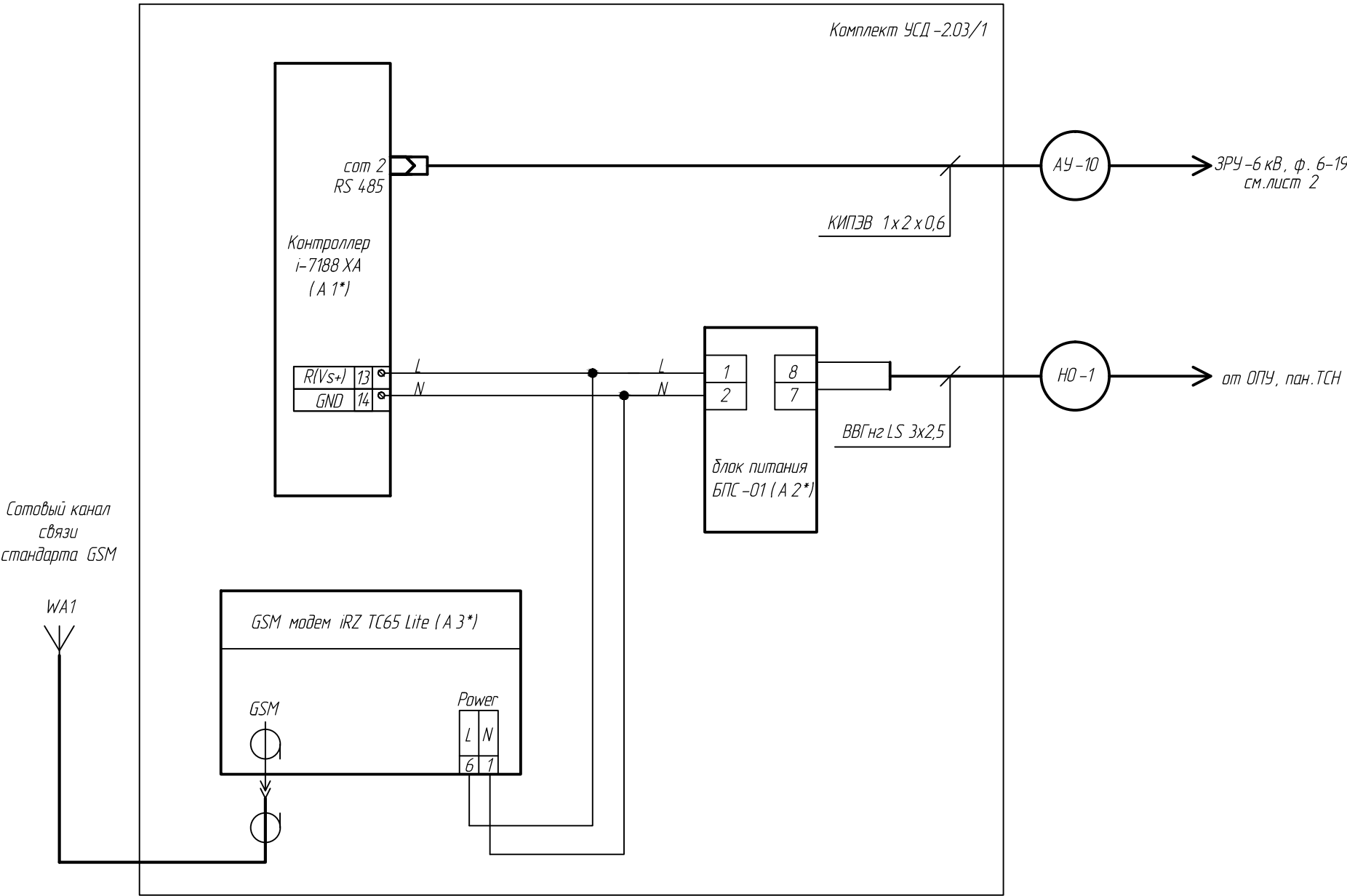
						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С5.01	Лист
							5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

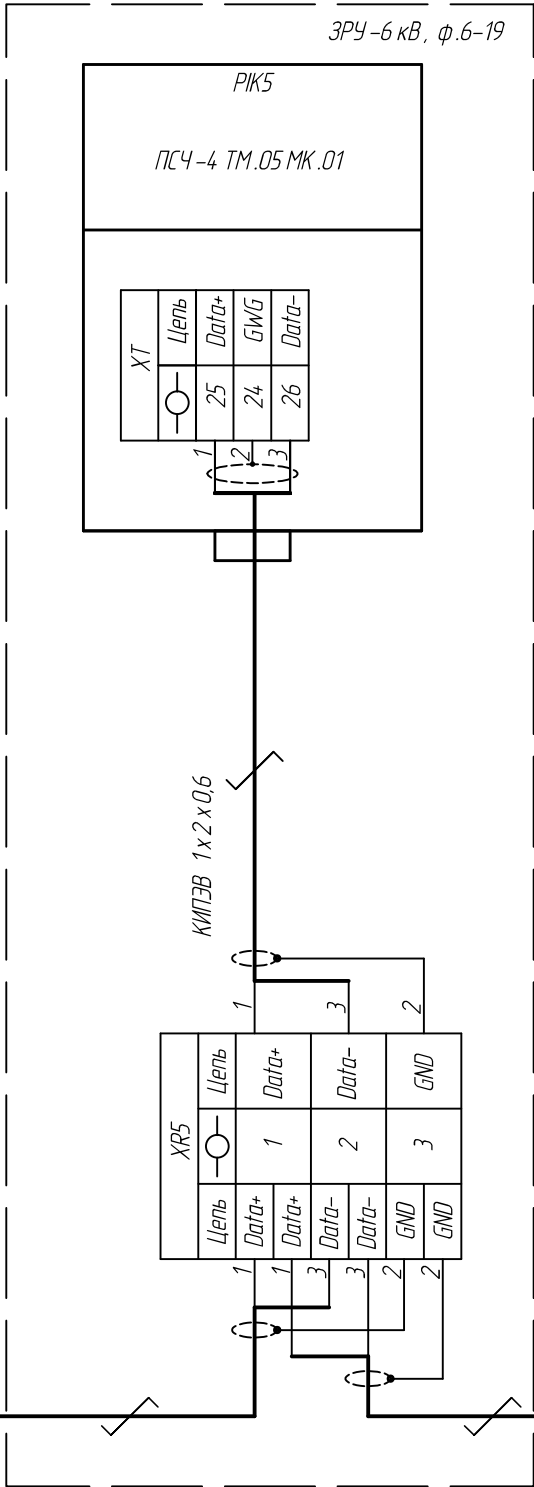


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * – обозначение прибора по паспорту.

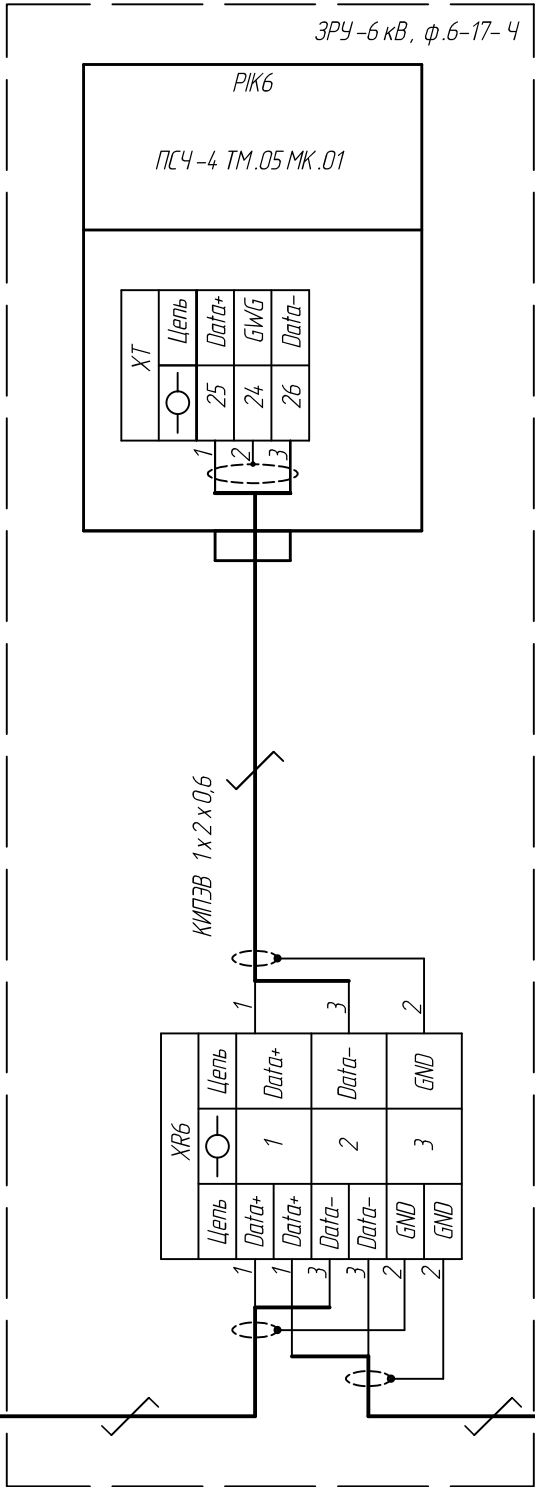
						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С 5.02			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №39 "Березовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	5
Провер.	Козлов				2020	Схема подключения информационных цепей	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

Комплект
УСД -2.03/1
см.лист 1

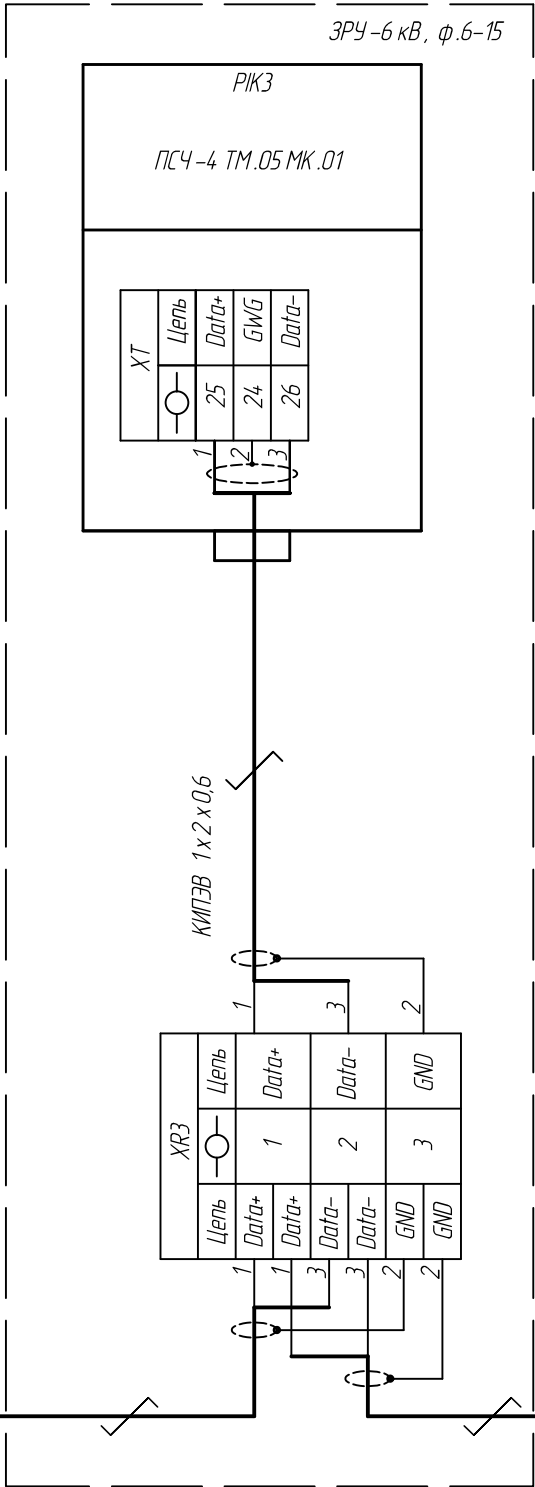
АУ-10



АУ-9

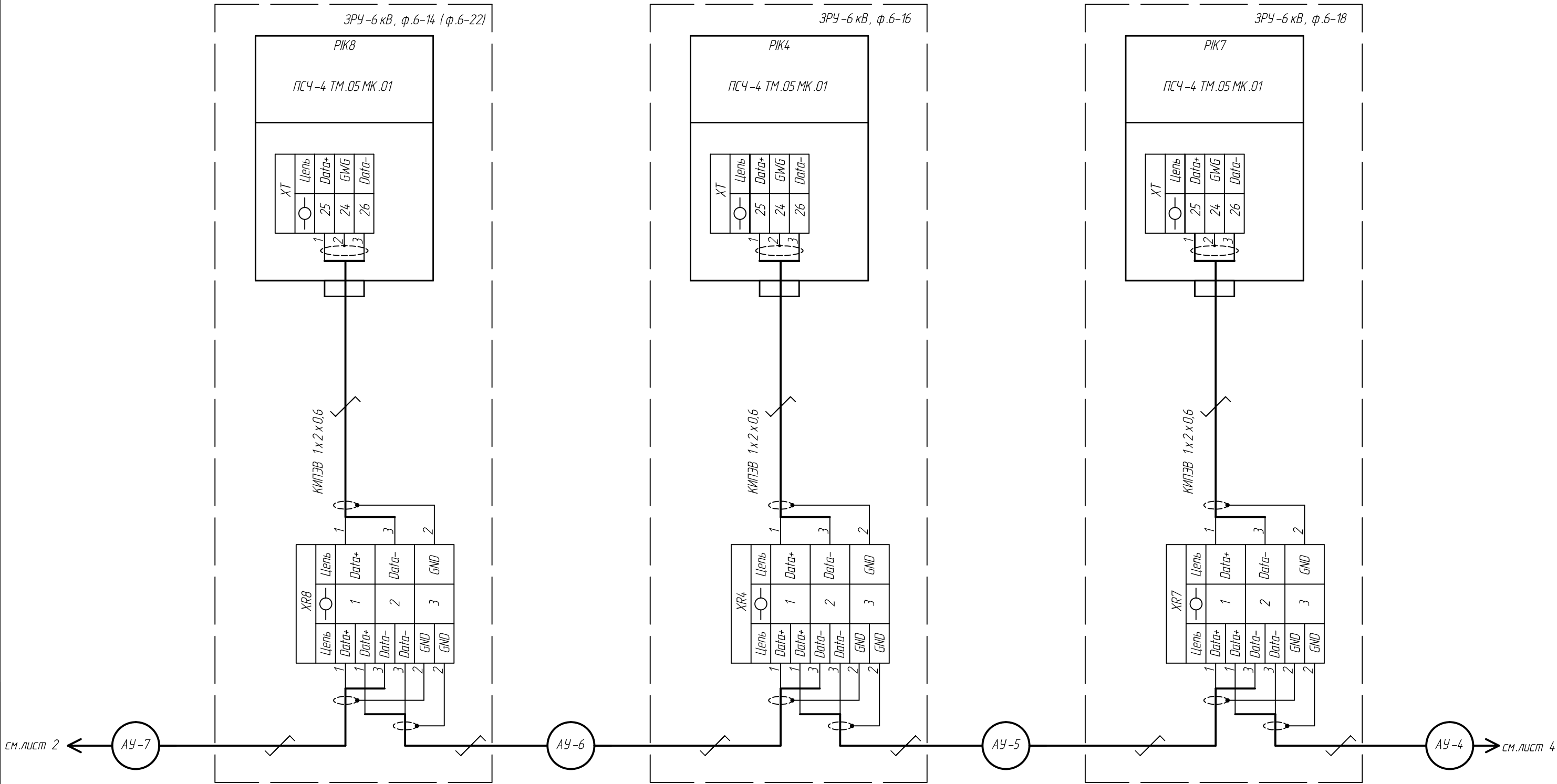


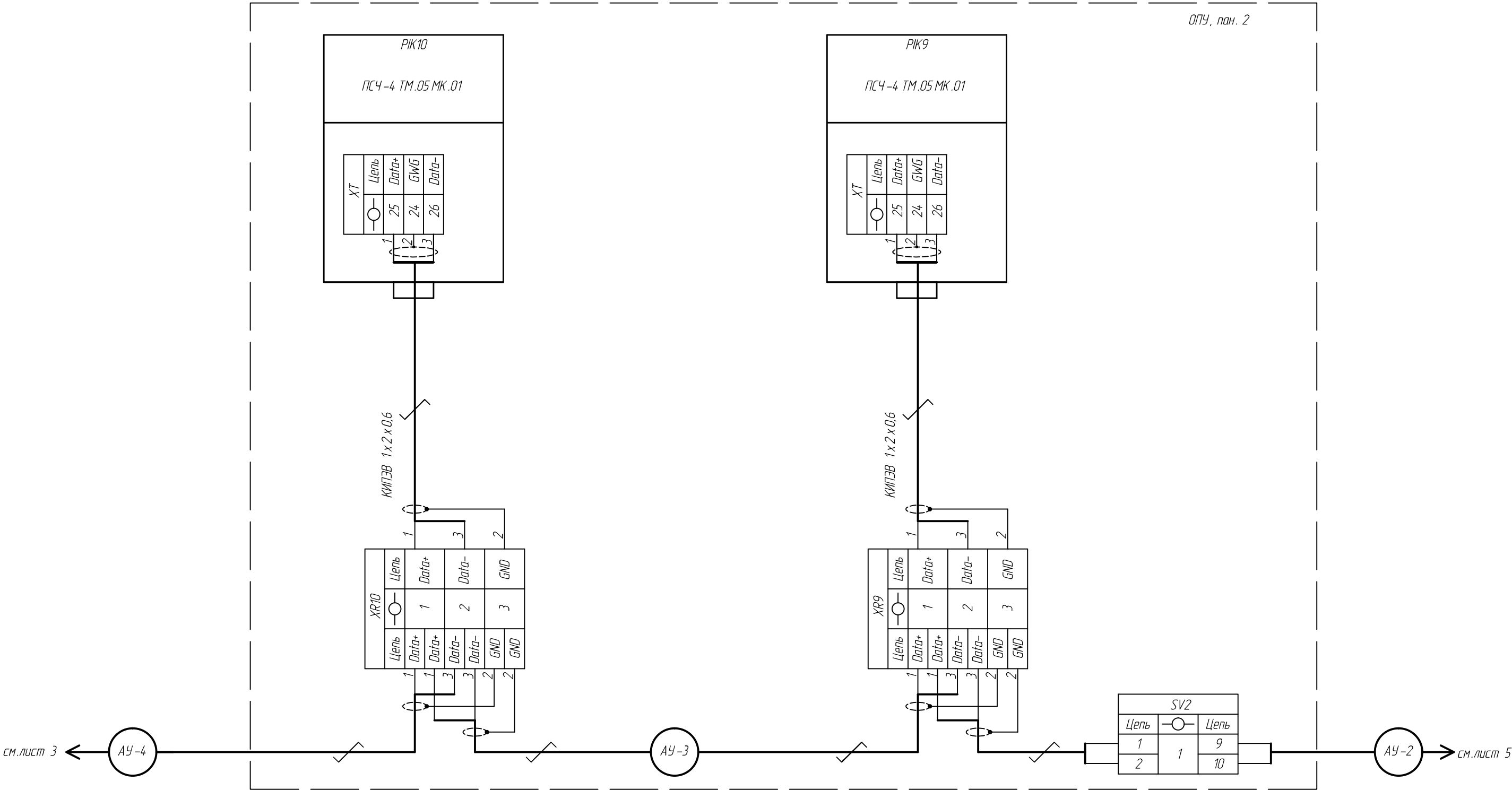
АУ-8

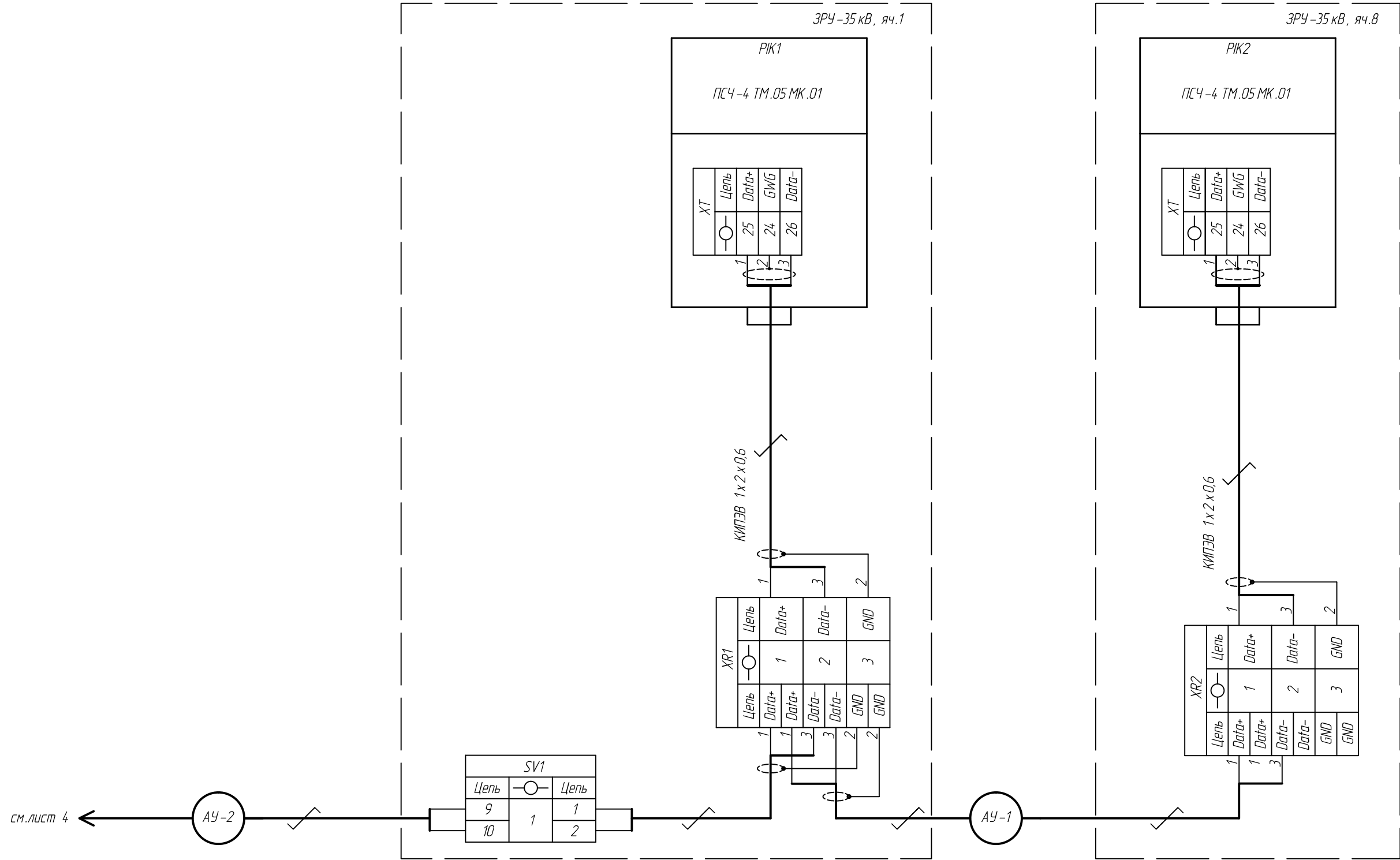


АУ-7

см.лист 3

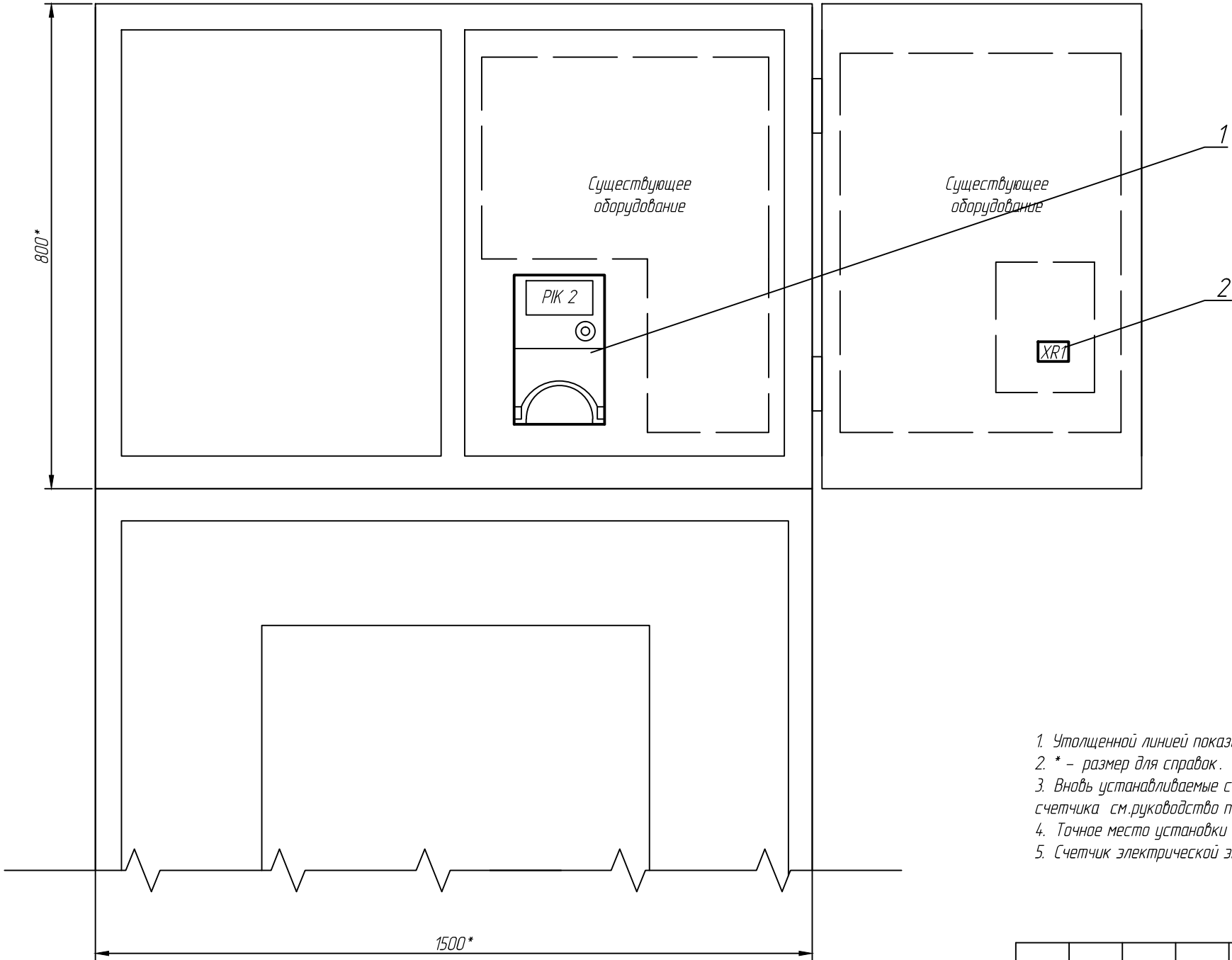






Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –35 кВ, яч.8

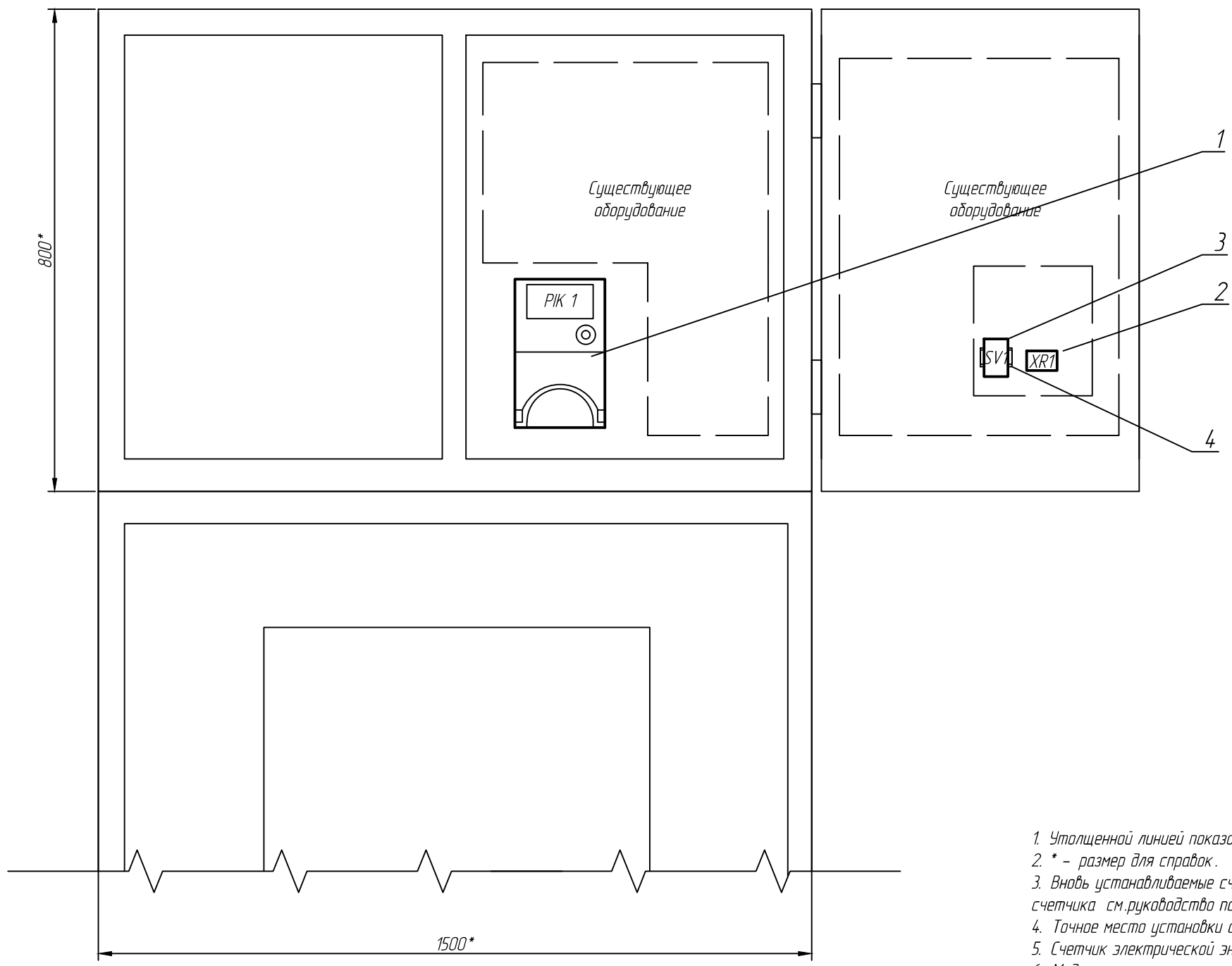
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 2	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR 2	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.СА			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №39 "Березовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	3
Провер.	Козлов				2020	Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



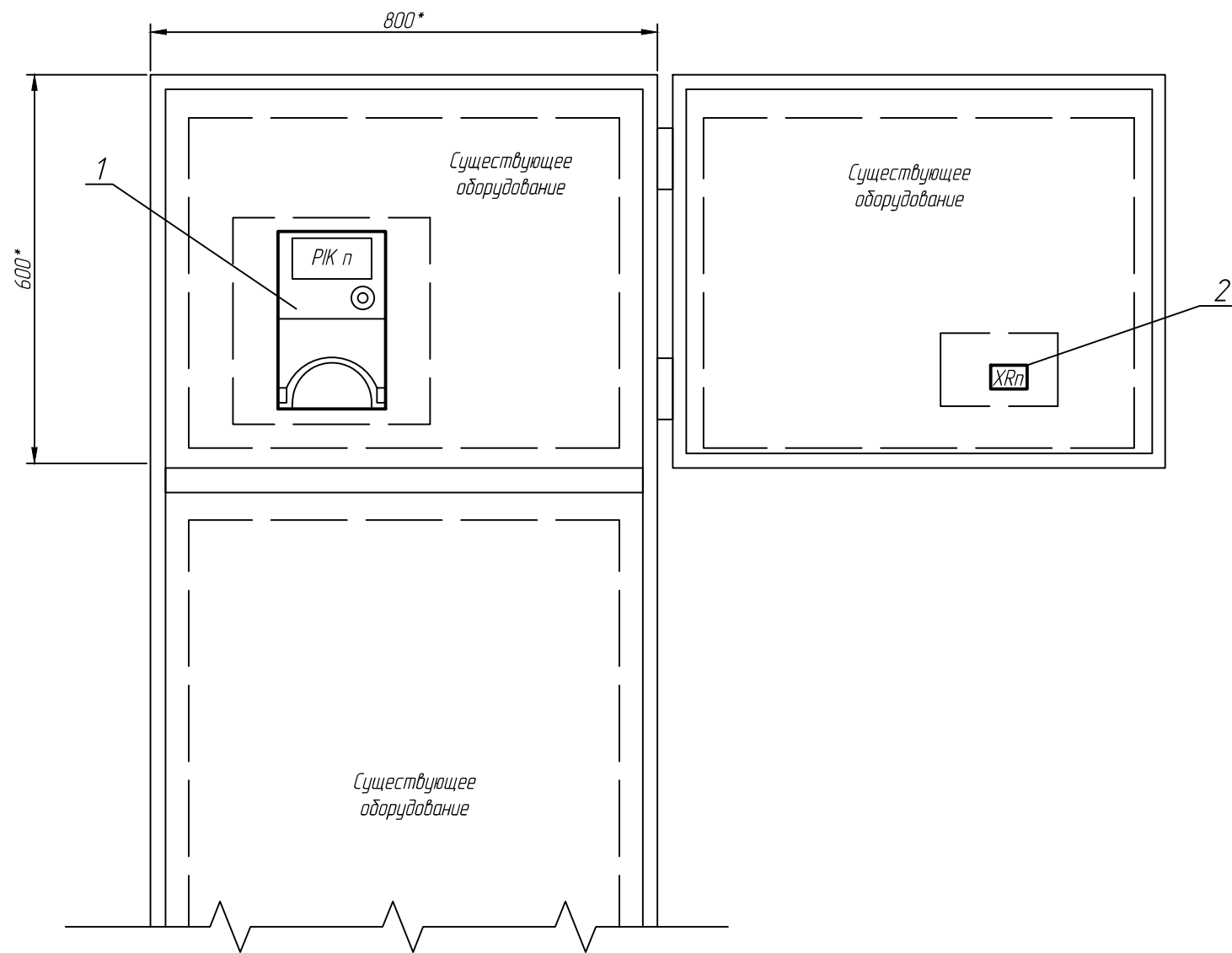
Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –35 кВ, яч.1

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 1	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR 1	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3	SV1	ГЗКС –1/д – модуль грозозащиты RS-485	1	
4		Монтажная DIN – рейка, L=100 мм	1	
5		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	10	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии, разветвитель интерфейса и монтажную DIN- рейку установить при помощи саморезов поз.5.
- Модуль грозозащиты установить на монтажную DIN- рейку.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.РД.СА	Лист
							2

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –6 кВ, ф. N



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/К п	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR п	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

Таблица применения

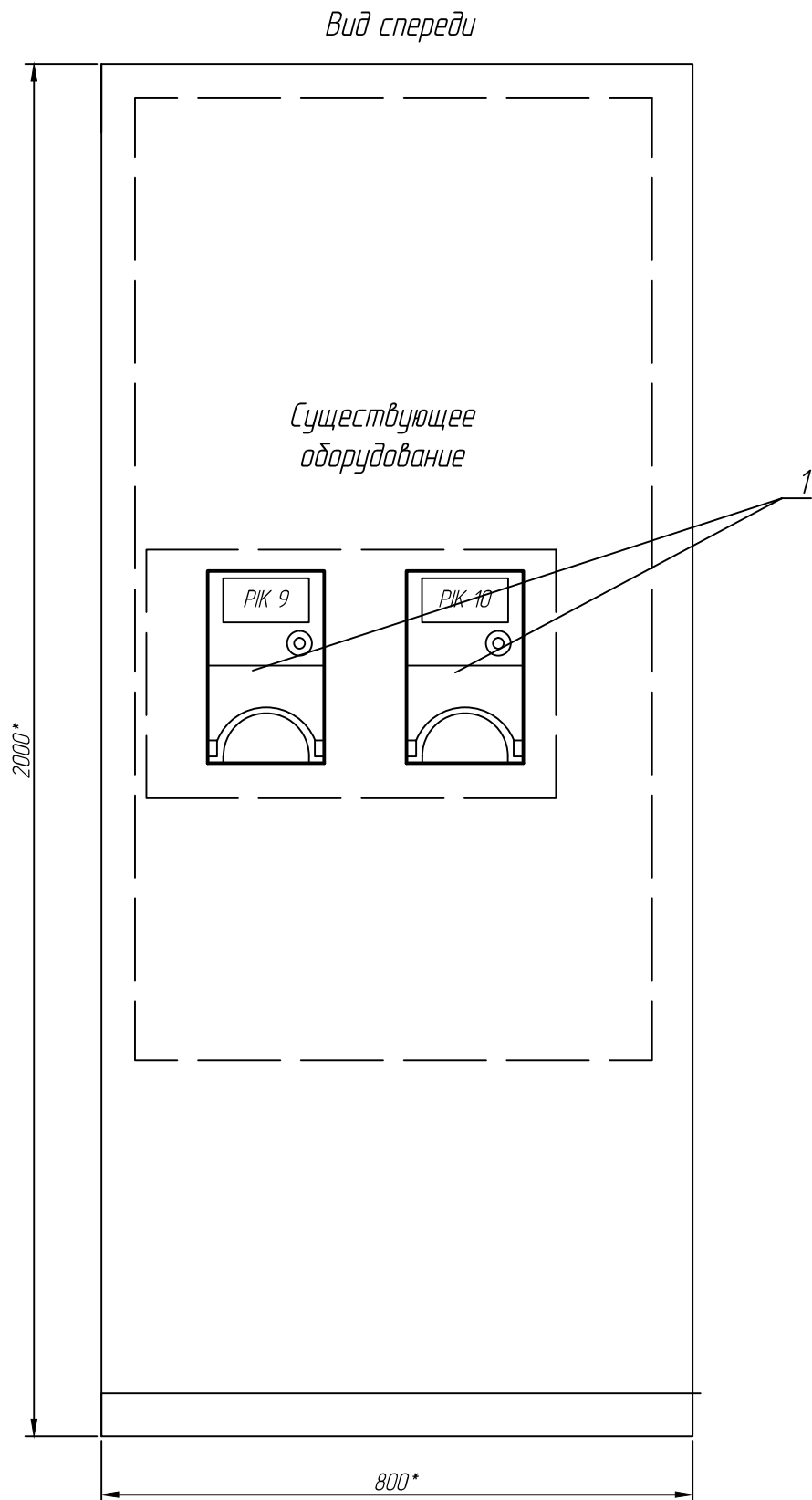
Наименование присоединения, ф.N	Р/К п	Место установки
ф.Т-1	3	ЗРУ –6 кВ
ф.Т-2	4	
ф.15	5	
ф.17	6	
ф.18	7	
ф.22	8	

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

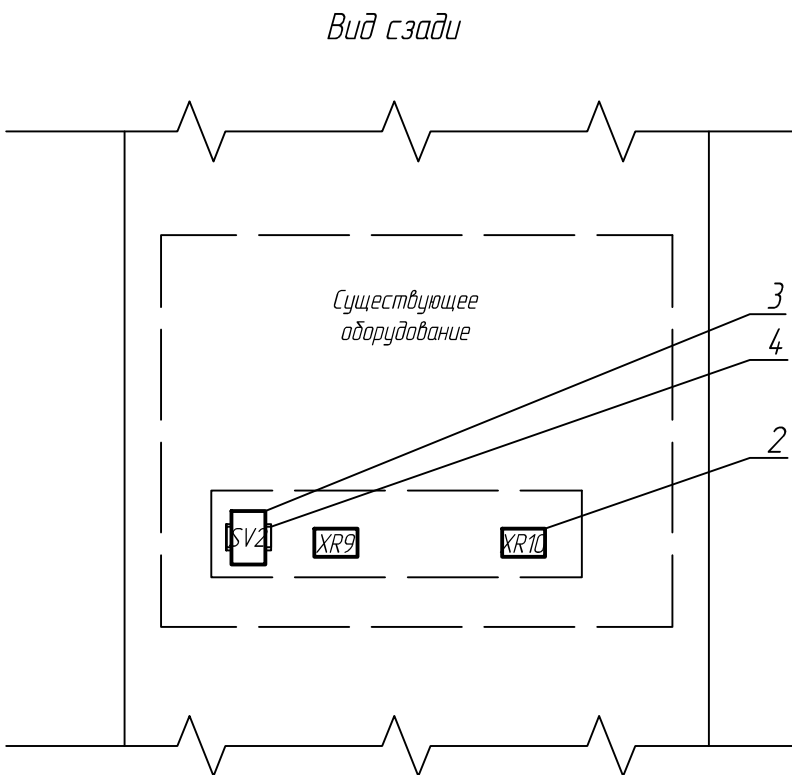
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, Щит собственных нужд, пан.2



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 9, РК 10	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
2	XR 9, XR 10	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	2	
3	SV2	ГЗКС-1/д – модуль грозазащиты RS-485	1	
4		Монтажная DIN – рейка, L=100 мм	1	
5		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	20	



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КЧЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии, разветвитель интерфейса и монтажную DIN-рейку установить при помощи саморезов поз.5.
- Модуль грозазащиты установить на монтажную DIN-рейку.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.РД.СА	Лист
							3

				Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы	Примечания																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
				1	2	3	4	5	6	7	8	9																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
					<u>Монтаж в ПС</u>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
					<u>Приборы</u>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(57,7-115)/(100-200)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	8																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(120-230)/(208-400)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	2																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
					Комплект УСД-2.03/1	УСД-2.03/1		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
					<u>Электроаппаратура</u>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
					Модуль грозозащиты	ГЗКС-1/Д		ЗАО ИТФ "Системы и технологии"	шт	2																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
					Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт	10																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
					<u>Кабели и провода</u>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
					Кабель для интерфейса RS-485 (витая пара)	КИПЭВнг (А)-LS 1х2х0,6		НПП "Спецкабель"	м	200																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
					Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 3х2,5	ГОСТ Р 53769-2010			м	30																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
Согласовано					<u>Монтажные материалы</u>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
					Труба гофрированная ПНД, d=20мм			"TDM Electric"	м	40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
					Монтажная DIN-рейка 35/7,5				м	0,2																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
					Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16				шт	79																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
					Ремешок -хомут 300х4,8 (JSS 4,8х300)	JSS 4,8х300			шт	100																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
					Бирка кабельная маркировочная У134 У3.5	У134 У3.5			шт	22																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
						0				0																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
	Взам. инв. №																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Подпись и дата																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Инв. № подл.	1. Монтажные материалы допускается заменять на аналоги																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ "Матюшинская"

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.ТРП

2020

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ “Матюшинская”

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Инв. № подл.	Взам. инв. №	
	Подп. и дата	

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ "Матюшинская" Ведомость ТД	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Козлов					ТП	2	45
							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ «Матюшинская».

Технорабочий проект выполнен на основании:

- Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;
- Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ «Матюшинская» находится в Прокопьевском районе с. Калачево и имеет распределительные устройства 35 и 6кВ.

В настоящее время подстанция присоединяется к энергосистеме двумя отпайками от В/Л-35-КМ-1 и В/Л-35-КМ-2.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6кВ мощностью 10МВА. Параллельная работа двух трансформаторов на ПС запрещена.

ЗРУ-6кВ выполнена по системе двух секций 6кВ с секционным разъединителем. В цепях присоединений ЗРУ-6кВ установлены трансформаторы тока типа ARJA1/N2 класса точности 0,5 и трансформаторы напряжения VRQ3п/S2, класса точности 0,5.

В цепях присоединениях ТСН-1 и ТСН-2 установлены трансформаторы тока типа ТТН-Ш класса точности 0,5.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии, передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии, отпускаемой в распределительные сети 6 кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии, передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии, отпускаемой в распределительные сети 6 кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.</p> <p>Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.</p> <p>Основные цели АИИС КУЭ:</p> <ul style="list-style-type: none">- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;					
			<p>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.ТД</p>					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			Лист
								3

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений (60 минут), обработки, хранения информации. Глубина хранения 170,6 суток.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК с коммуникатором GSM C-102.01;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

Исходной информацией ИВК (третий уровень) служат данные, получаемые со счетчиков электрической энергии. Счетчики в автоматическом режиме передают информацию на уровень ИВК. Организация взаимодействия ИВК – счетчик построена на передачи данных по GSM каналу.

Состав процедур, выполняемых на этом уровне:

- автоматический регламентированный сбор, обработка и накопление коммерческой, технической и служебной информации;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии;
- автоматическая регистрация событий, сопровождающих процессы измерения;
- автоматическая коррекция единого календарного времени, как на промконтроллере, так и в счетчиках электрической энергии;
- предоставление доступа к результатам измерений и журналам событий;
- аппаратная и программная защита от несанкционированного доступа;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- диагностика работы технических средств;
- режим довосстановления данных после восстановления связи со счетчиками в случае её потери;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным.

Состав и технические характеристики оборудования первого и второго уровня АИИС КУЭ приведены в разделах «Описание комплекса технических средств» и «Описание автоматизированных функций» настоящего проекта.

По данному проекту замена трансформаторов тока и напряжения, вторичных цепей учета не предусматривается.

1.5 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №	<p>предусматривается.</p>									
			<p>15 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности</p>									
			<p>Проектные решения, принятые в технарабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.</p>									
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД						Лист
												5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

1.6 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»:

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21404-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21406-88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и пла-
тах.

ГОСТ 24.302-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303-80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств

ГОСТ 24.304-82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001-83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы.
Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

Взам. инв. №	<i>нических средств.</i>						
	<i>ГОСТ 24.304–82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.</i>						
Подп. и дата	<i>ГОСТ 27.002–89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.</i>						
	<i>ГОСТ 30.001–83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.</i>						
Инв. № подл.	<i>ГОСТ 34.003–90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.</i>						
	<i>ГОСТ 34.201–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.</i>						
<i>ГОСТ 34.602–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.</i>							
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист
							6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ГОСТ 34.603–92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14254–96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958–76 Система «человек–машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861–83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035–83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206–94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207–94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8563–96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8596–2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377–92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое конторское оборудование.

ГОСТ Р 50739–95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275–99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22–99 (СИСПР 22–97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101–94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153–34.0–03.150–00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29–99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332–03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1.019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105–2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».</p> <p>РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.</p> <p>СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.</p> <p>ПР 50.1019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.</p> <p>НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.</p>					
			ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист		
						7		

- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования, и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист
										9
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

1.9 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:
технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;

компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;

на компьютерах установлено программное обеспечение.

Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.

1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:

– измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);

Взам. инд. №	Подп. и дата	Инф. № подл.							Лист	
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД				

<p>производства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;</p> <p>компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;</p> <p>на компьютерах установлено программное обеспечение.</p> <p>Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплек-</p> <p>са, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.</p> <p>1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте</p> <p>В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:</p> <p>– измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);</p>											

- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КУЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5S – для счетчиков трансформаторного включения.

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии.

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.</p> <p>Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.</p> <p>Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.</p>					
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист	
							11	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.чч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист	
							12	

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип Существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС 35/6 кВ Матюшинская, яч. 15 Ввод-6-Т-1	ПСЧ-4ТМ.05М К.01	0,5S/0,5	ОПУ шкаф АИИСКУЭ	3хАРJA1/N2	2500/5	VRQ3n/S2	6000/100
2	ПС 35/6 кВ Матюшинская, яч. 6 Ввод-6-Т-2	ПСЧ-4ТМ.05М К.01	0,5S/0,5	ОПУ шкаф АИИСКУЭ	3хАРJA1/N2	2500/5	VRQ3n/S2	6000/100
3	ПС 35/6 кВ Матюшинская, щит 0,4 кВ ТСН 1	ПСЧ-4ТМ.05М К.05	0,5S/0,5	ОПУ, ЩСЧ	ТТН-Ш	200/5	-	-
4	ПС 35/6 кВ Матюшинская, щит 0,4 кВ ТСН 2	ПСЧ-4ТМ.05М К.05	0,5S/0,5	ОПУ, ЩСЧ	ТТН-Ш	200/5	-	-

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист
							13

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №								ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист
											14
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Уровень ИВК в данном проекте не разрабатывается.

Третий уровень ИВК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИВК). ИВК – Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИВК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИВК в данном проекте не разрабатывается.

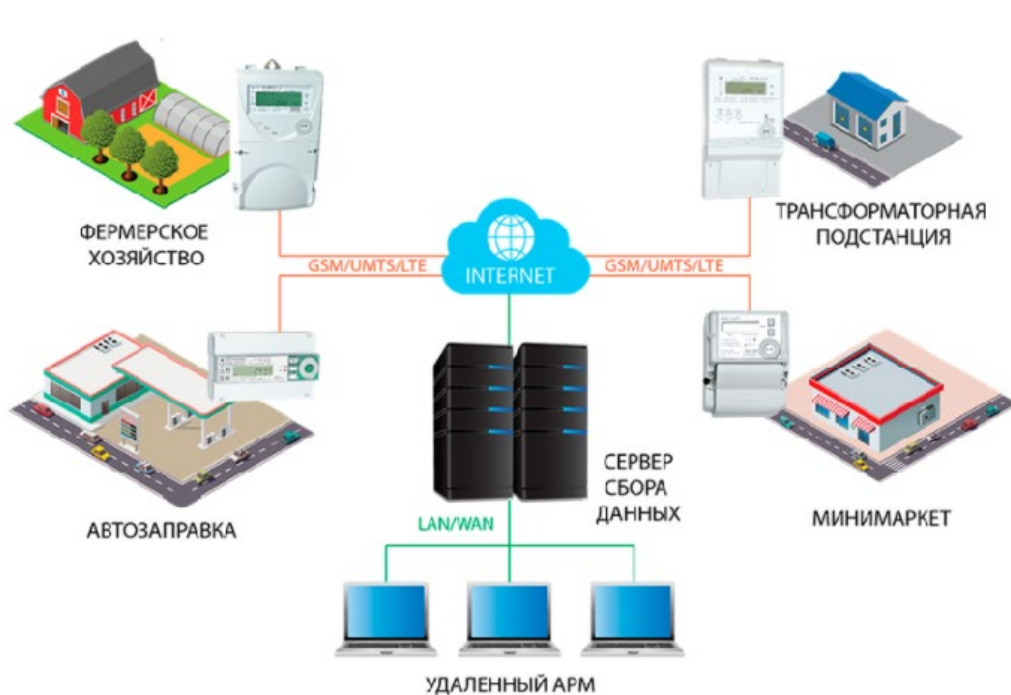
2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №	<ul style="list-style-type: none">• <i>Учитывание журналы событий ЭСД.</i>• <i>Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.</i>• <i>Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения баланс отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.</i>• <i>Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.</i>• <i>ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.</i>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД		Лист
								15

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ в мелкомоторном секторе



Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД		Лист
								16

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ — в данном проекте не рассматривается;
- ИВК — в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №						
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист	
							17	
Изм.	Кол.л.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КЧЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КЧЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КЧЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КЧЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КЧЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутримашинное.

Организация информационного обеспечения в АИИС КЧЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							
<p>4.2 Организация информационного обеспечения</p> <p>Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.</p> <p>Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.</p>									
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД			Лист
									18
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

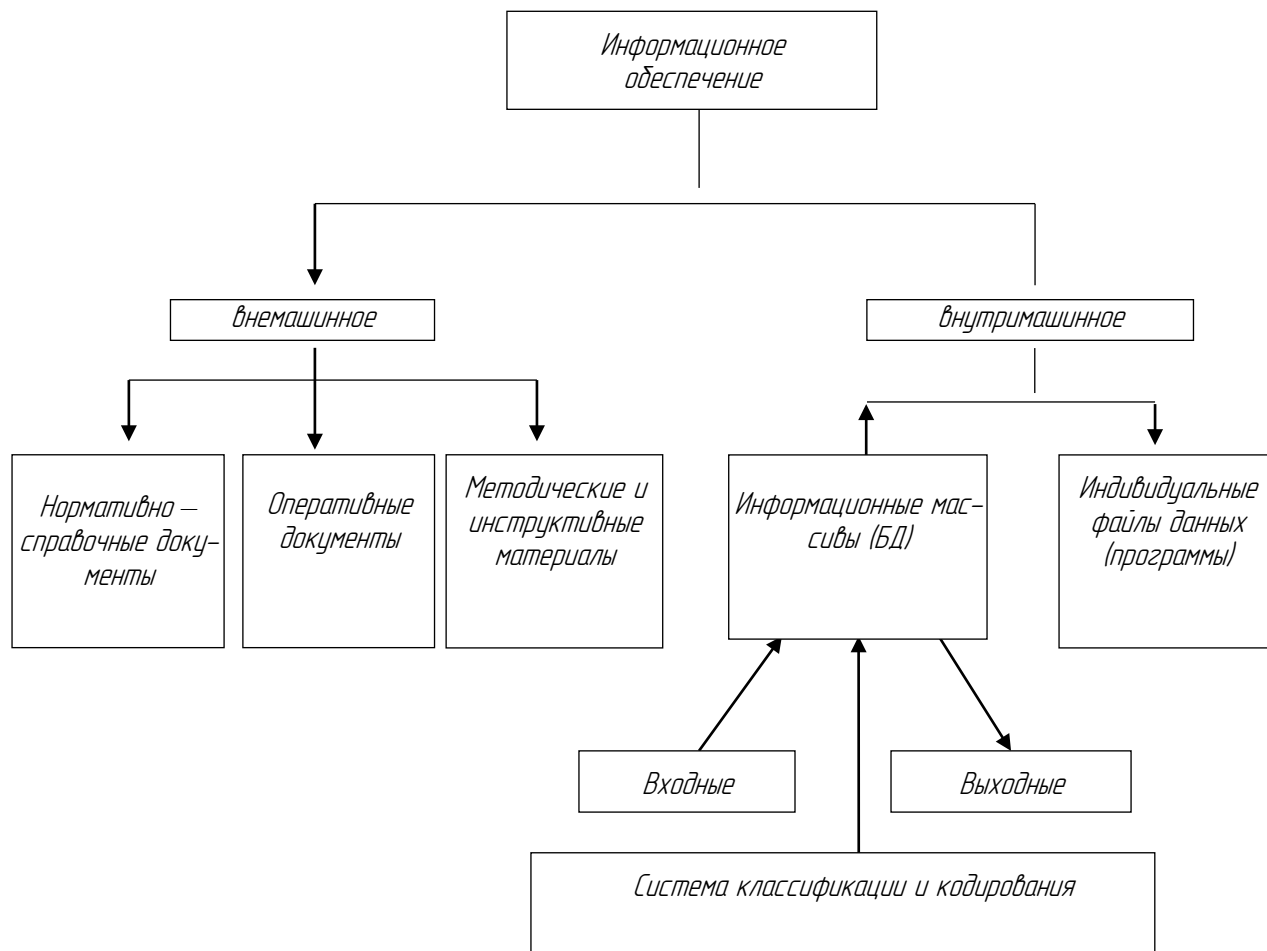


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист
							19

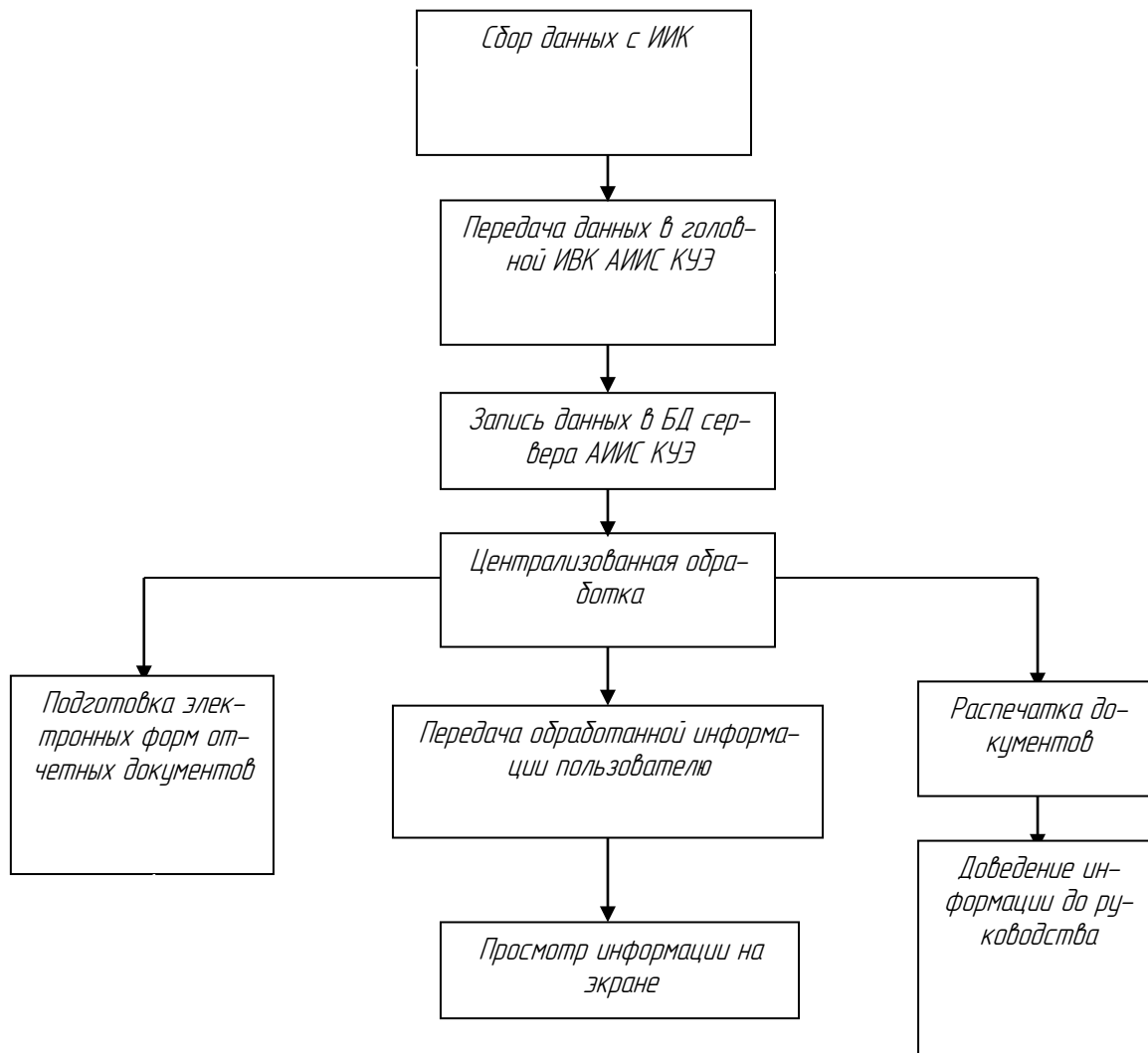


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашиной информации

Внемашина информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

Взам. инд. №	
Подп. и дата	
Инд. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);
- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист 21
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствует ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1–Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках — до 144.

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА</p> <p>1. Тарификация и архивы учтенной энергии</p> <p>Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).</p> <p>Тарификатор:</p> <ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках — до 144;						Лист
		Инв. № подл.	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД			23

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №							Лист	
									24	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД				

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Инд. №	Взам. инд. №	Подп. и дата									Лист
Инд. №	Взам. инд. №	Подп. и дата									Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	25

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с U _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.12.ТД	Лист
							26

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{ном}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \delta \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_6}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \delta \leq I < I \delta$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta_P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta_{P_n} \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta_Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta_{Q_n} \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналообразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЗ на базе КТС «МИКРОН»

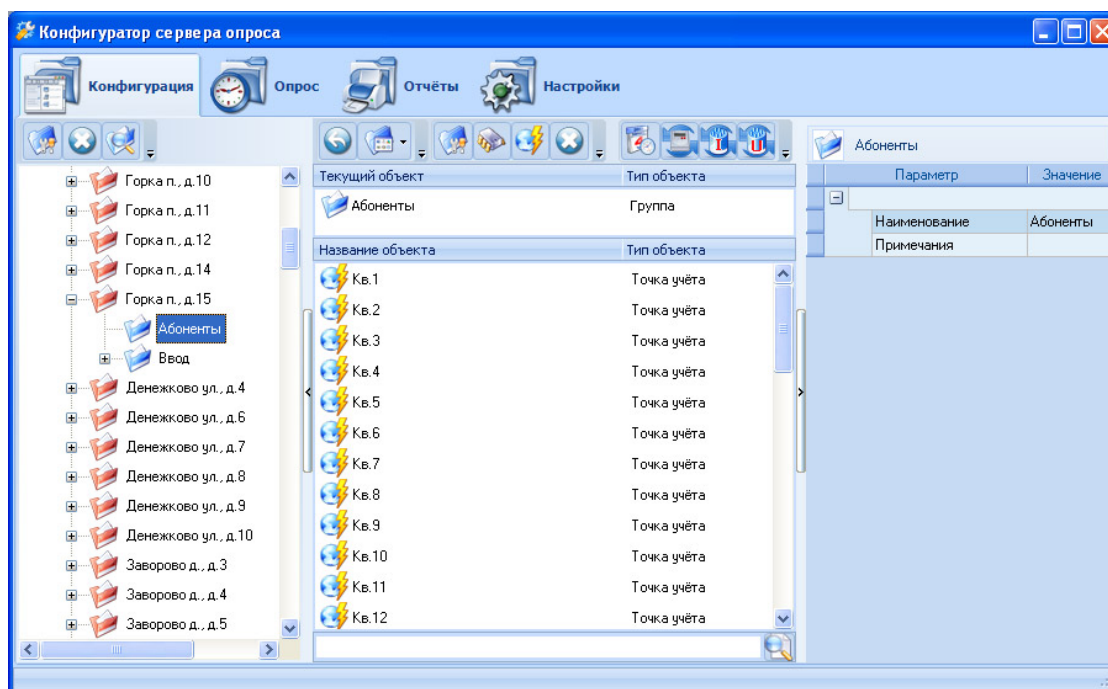
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.
-

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» представлено на сайте производителя и может быть использовано в свободном доступе.

Сервер Опроса

Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

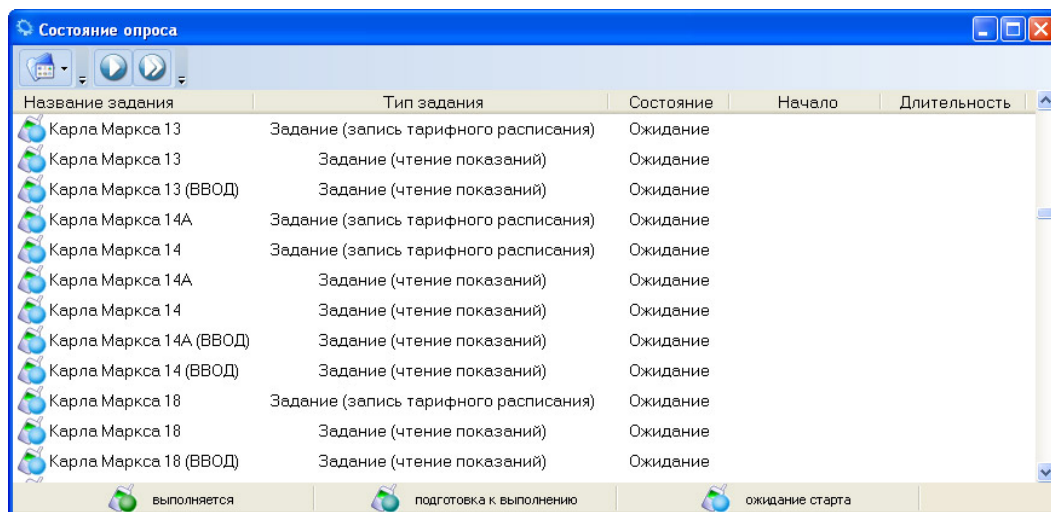
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД

Лист

31

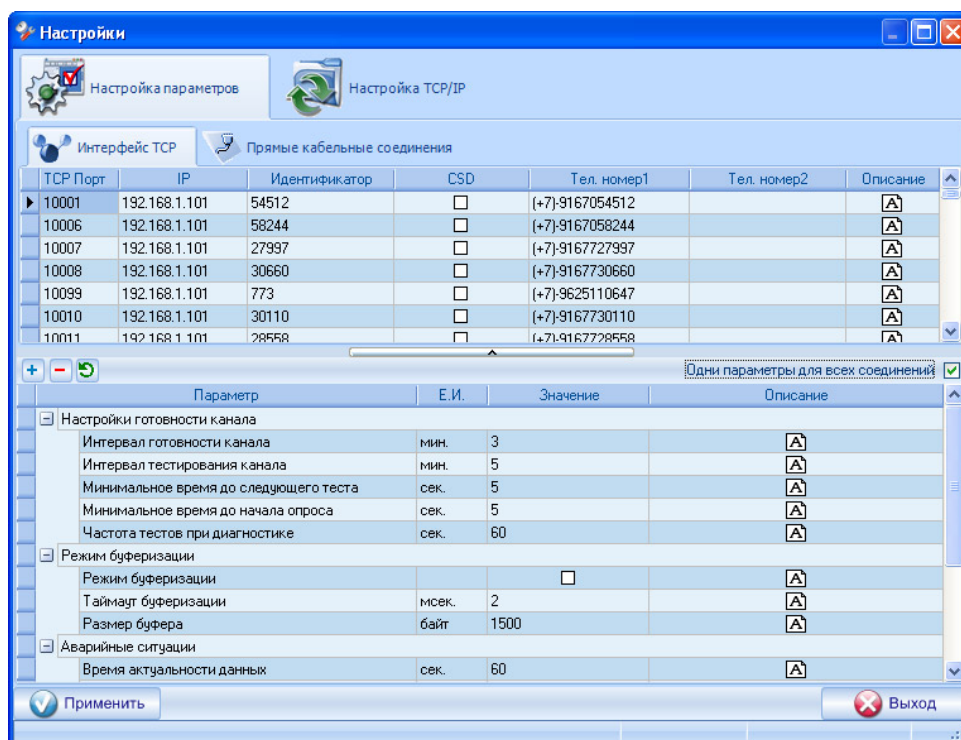
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



Взам. инд. №	
Подп. и дата	
Инд. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД

Лист

32

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

08.04.2009 14:08:35 2198.490 1157.417 208.093 832.980	21.09.2009 10:10:21 0
22.04.2009 10:38:59 2284.590 1229.385 222.225 832.980	21.09.2009 10:10:21 0
01.05.2009 00:00:00 2326.387 1261.053 232.354 832.980	21.09.2009 10:10:21 0
14.05.2009 09:40:28 2378.996 1301.745 244.271 832.980	21.09.2009 10:10:21 0
01.06.2009 00:00:00 2410.511 1325.497 252.034 832.980	21.09.2009 10:10:21 0
01.07.2009 00:00:00 2410.667 1325.651 252.036 832.980	21.09.2009 10:10:21 0

Дата	Время	Сумма	Тариф	Т
01.01.2009	00:00:00	455.270	202.788	
22.01.2009	05:20:06	514.810	227.835	
28.01.2009	17:03:58	535.061	235.961	
01.02.2009	00:00:00	540.542	237.551	
02.02.2009	05:22:19	541.889	237.973	
19.02.2009	11:31:14	568.680	252.296	
26.02.2009	16:44:47	586.643	264.480	
01.03.2009	00:00:00	593.001	268.865	
18.03.2009	23:01:28	648.222	306.763	
19.03.2009	17:33:46	650.821	308.088	
01.04.2009	00:00:00	694.031	337.040	

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б,	Устьян А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
Коммунаров пер.7,А									
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7,А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
Коммунаров пер.7,									
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7,	БАБКИН А В/НАГАЙЦЕВ В М	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605
Коммунаров пер.7,									
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7,	БАБКИН А В/НАГАЙЦЕВ В М	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

Взам. инд. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЗ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЗ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.

Взам. инв. №	<i>(если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);</i>							
	<ul style="list-style-type: none">- <i>поверку АИИС КУЭ;</i>- <i>метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;</i>- <i>метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.</i>							
Подп. и дата								
Инв. № подл.	7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока							
	<i>Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.</i>							
Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.12.ТД	Лист
								34
	Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электроэнергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114–98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019–80, ГОСТ 12.2.007.0–75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3–75 и ГОСТ 12.2.007.0–75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261–94 и ГОСТ 12.1.038–82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0–75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводящие к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист
										35
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f = (5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f = (20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист 36
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

<i>Элемент системы</i>	<i>Тип</i>	<i>Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений</i>
<i>Счетчик</i>	<i>ПСЧ-4 ТМ.05.МК</i>	<i>62838</i>

<i>Инд. № подл.</i>	<i>Подп. и дата</i>	<i>Взам. инд. №</i>

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист
							37
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

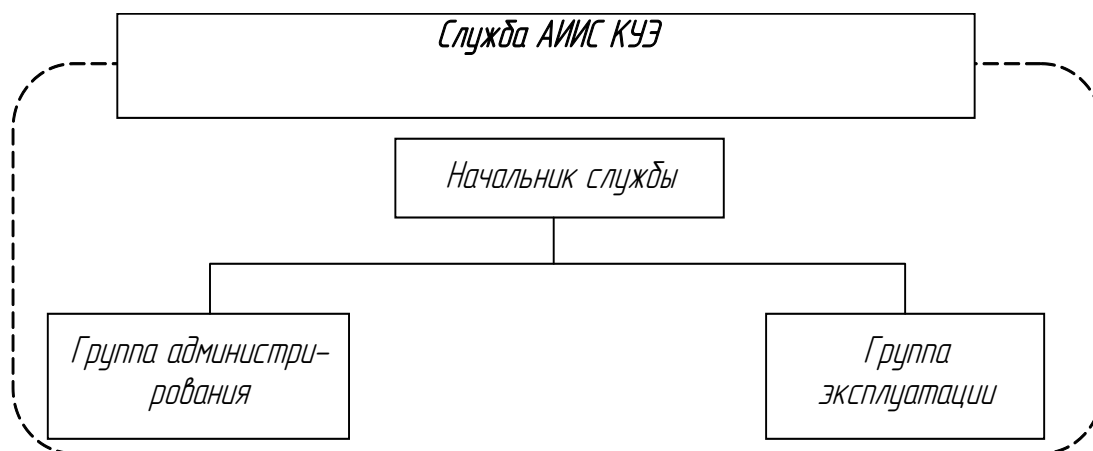


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>– внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.</p> <p>– обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;</p> <p>Основные функции группы эксплуатации:</p> <p>– контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;</p> <p>– проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;</p> <p>– проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД		Лист
								38

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КЧЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КЧЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КЧЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КЧЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КЧЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 39
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД			

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

– ИИК в количестве 4 шт.

Согласно ГОСТ 27.002–89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надежности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

– измерительные ТТ и ТН;

– счётчики электрической энергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист
											40
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствие с ГОСТ 27.003–90.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	4

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003–90 для измерительных счётчиков электроэнергии и шкафа УСПД.

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Шкаф УСПД относится к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надёжности:

а) для счётчиков электроэнергии:

средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;

среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.

б) для системы шкафов УСПД:

средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;

время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК, а именно счётчиков электрической энергии.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №	<p>время восстановления – должно быть не более 2 часов.</p>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
			<p>9.5 Исходные данные надежности элементов АИИС</p> <p>В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надежности АИИС КУЭ будем использовать данные по надежности элементов ИИК, а именно счетчиков электрической энергии.</p> <p>9.6 Расчет показателей надежности подсистем АИИС КУЭ</p>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									

Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надежности.

Расчет показателей надежности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИИК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	4	165000	Описание типа

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИИК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИИК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	4	165000	0,0000242
Итого для ИИК					0,0000242

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

Инд. № подл.	Взам. инд. №
Подп. и дата	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист
							42

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{O \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0000242$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{O \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 41322 \text{ ч}$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 41322 / (2 + 41322) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

– счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Взам. инд. №	<p>9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений</p> <p>ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:</p> <p>Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.</p> <p>В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:</p> <ul style="list-style-type: none">- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;						
	Подп. и дата						
Инд. № подл.							
							ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД
						43	
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней нагрузки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

τ_i – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжести последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
1	2		3	4	5			
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;
- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;

- возникновение неисправностей в токовых цепях;

- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП. Расчет и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t,$$

где Q — количество запасных элементов;

N — количество элементов на подстанции;

t — % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.12.ТД	Лист	
							45	
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6 кВ “Матюшинская”

ТОМ 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.12. РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.СБ	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С 7	План расположения оборудования и проводок	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С 5	Схема подключения	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

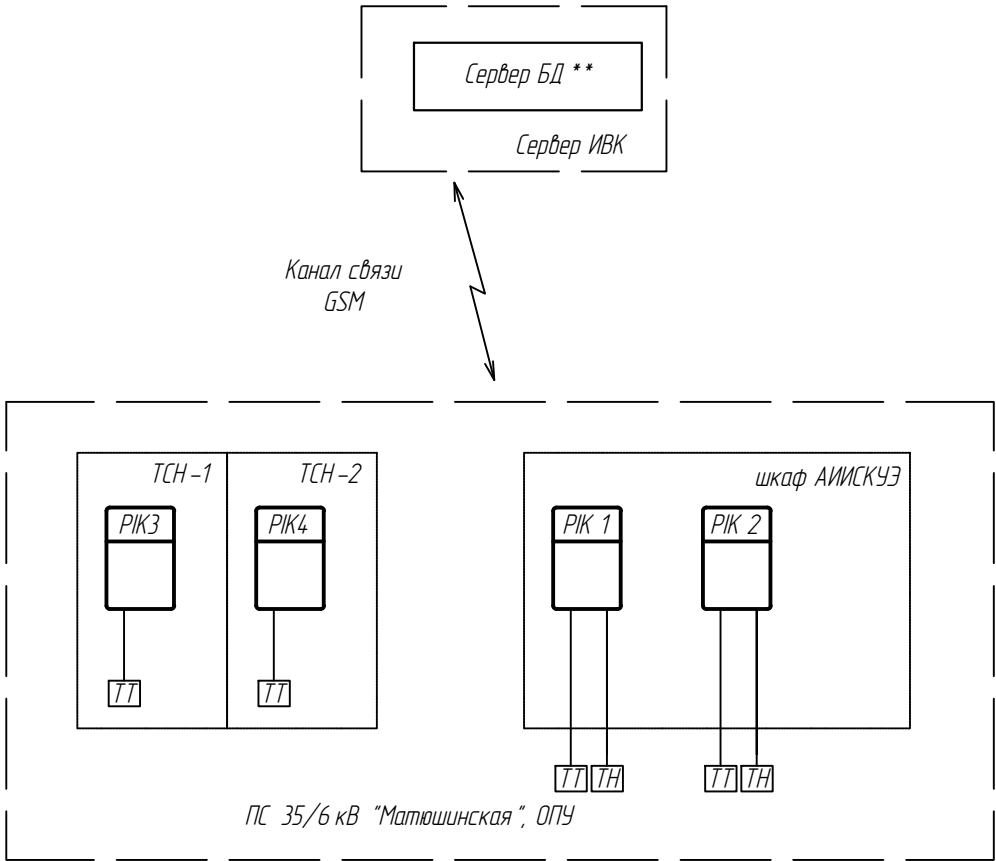
Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.ТП

ПС 35/6кВ "Матюшинская"

ООО "Инэнерготех"

Согласовано					
				Взам. инв. №	
				Подпись и дата	
				Инв. № подл.	

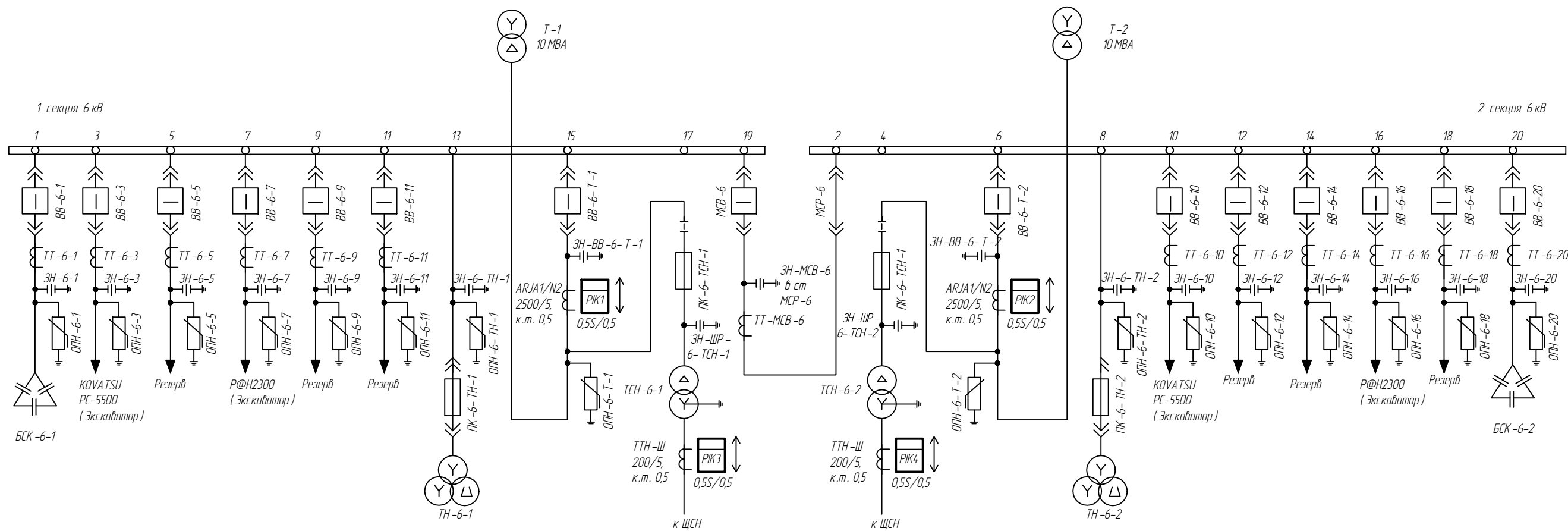


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РИК 1, РИК2	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	2	с коммуникатором GSM
2	РИК 3, РИК 4	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	с коммуникатором GSM

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С 1			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Лозашева				2020	ПС 35/6кВ "Матюшинская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.	Козлов				2020		Р		1
						Схема структурная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

ПС 35/6 кВ "Матюшинская"



- 1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- 2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- 3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.12. РД.СБ					
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Матюшинская"	Стадия	Лист	Листов		
Разраб.		Логашева			2020		Р		1		
Провер.		Козлов			2020						
						Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"				
Утв.		Савченко			2020						

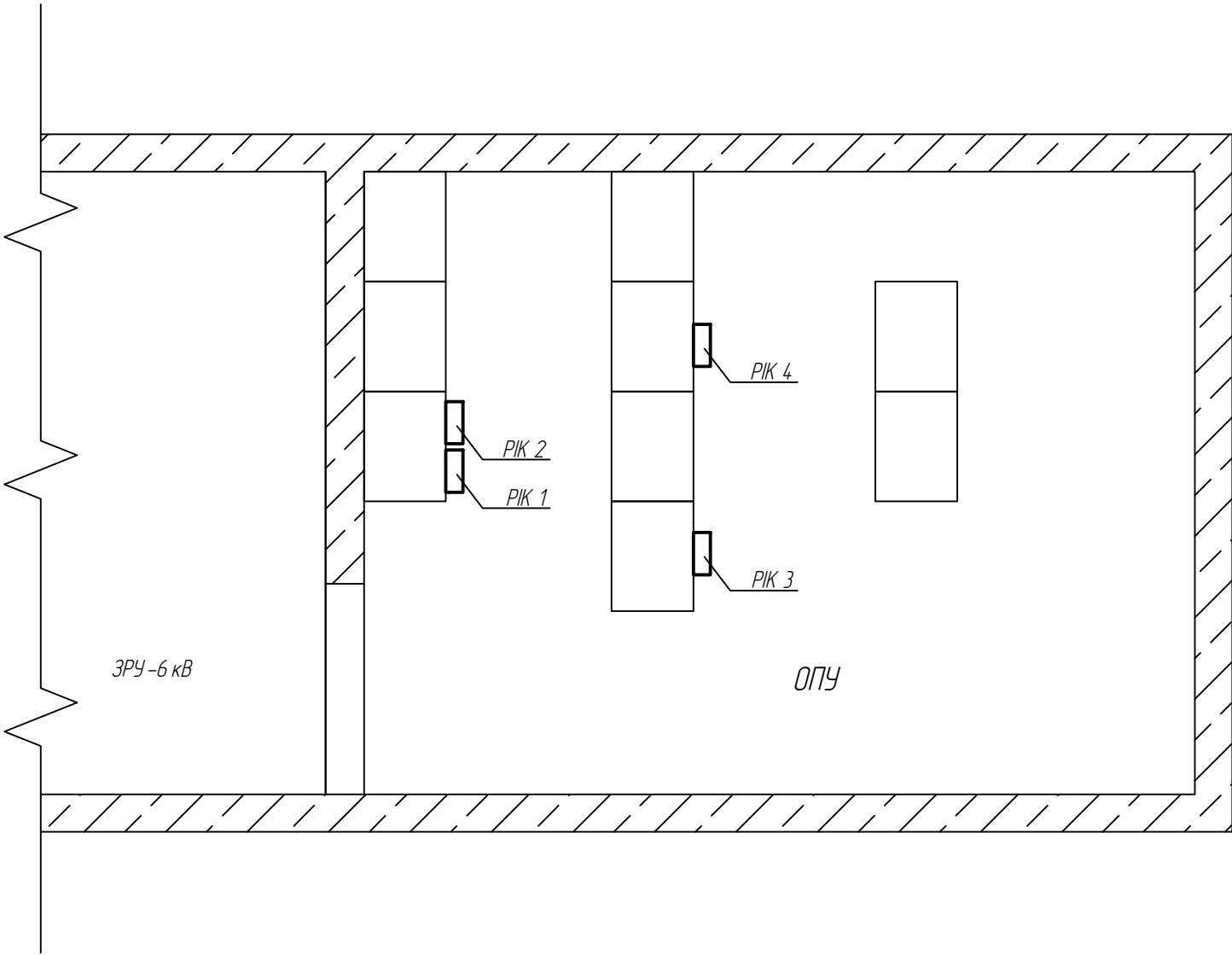
Согласовано			

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	

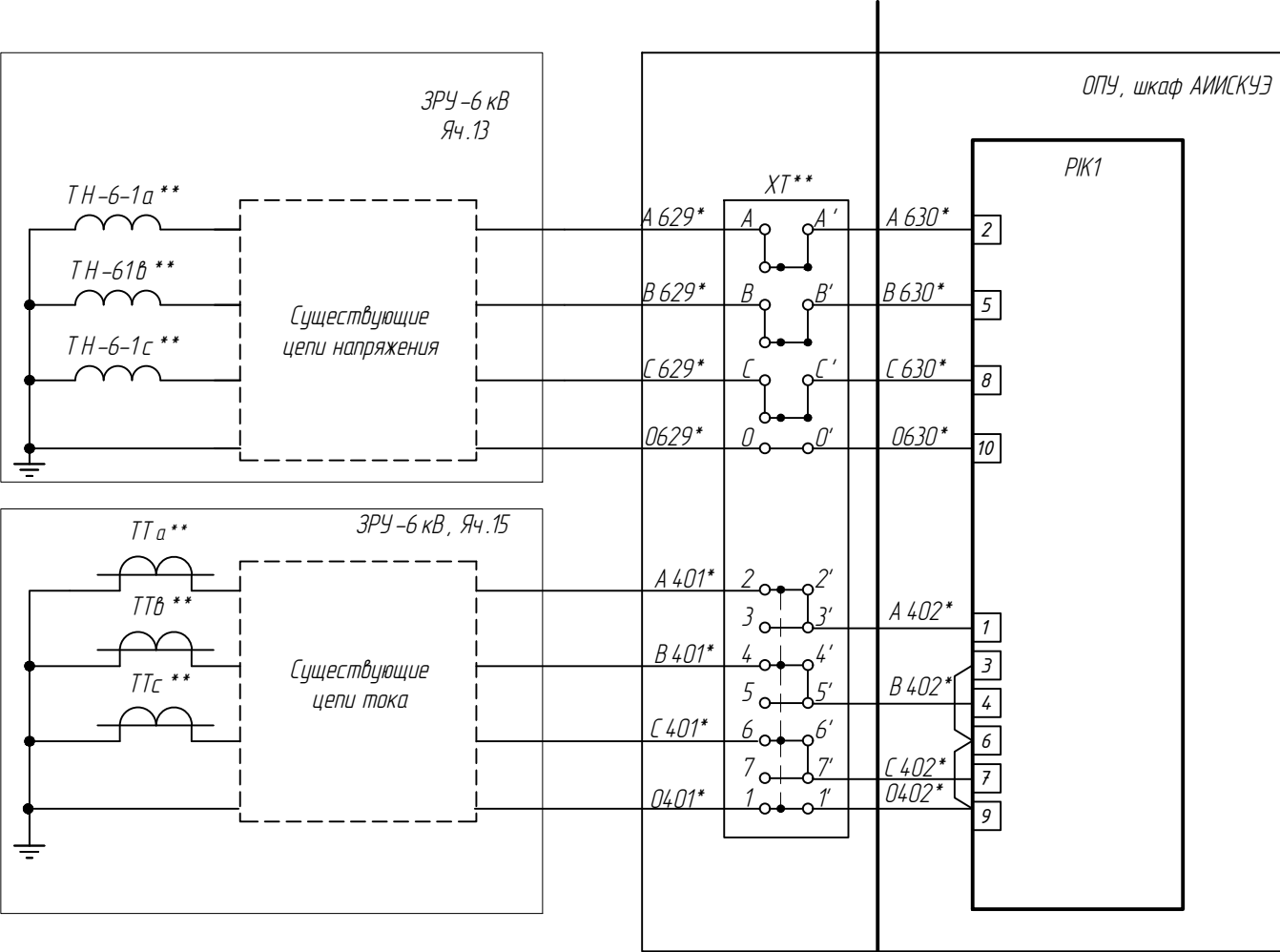
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.12. РД.С 7					
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Матюшинская"	Стадия	Лист	Листов		
Разраб.	Логашева				2020		Р		1		
Провер.	Козлов				2020						
						План расположения оборудования и проводок	ООО "Инэнерготех"				
Утв.	Савченко				2020						

ПС 35/6 кВ "Матюшинская"
ОПУ
(расположение ячеек)



Присоединение яч.15 Ввод 6- Т-1



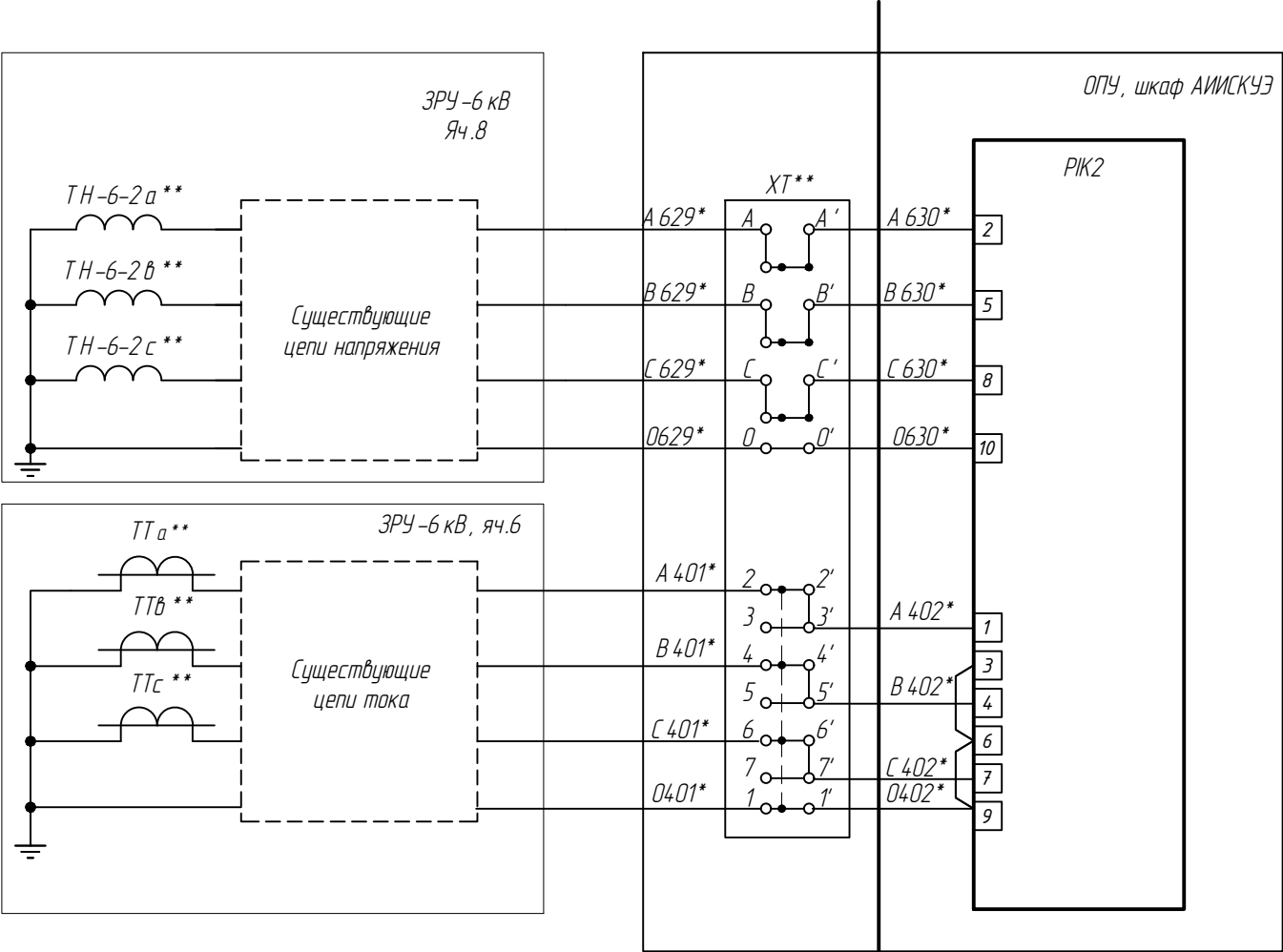
Существующее оборудование ПС 35/6 кВ "Матюшинская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.12.РД)

- 1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- 2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- 3. ** – существующее оборудование.
- 4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.12. РД.С 5			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК "			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Лозашева			2020	ПС 35/6кВ "Матюшинская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Козлов			2020		Р	1	3
						Схема подключения	ООО "Инэннерготех "		
Утв.		Савченко			2020				

Присоединение яч.6 Ввод 6- Т-2



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ "Матюшинская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.12.РД)

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** - существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЕТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С5	Лист
							2

Присоединение ф. N

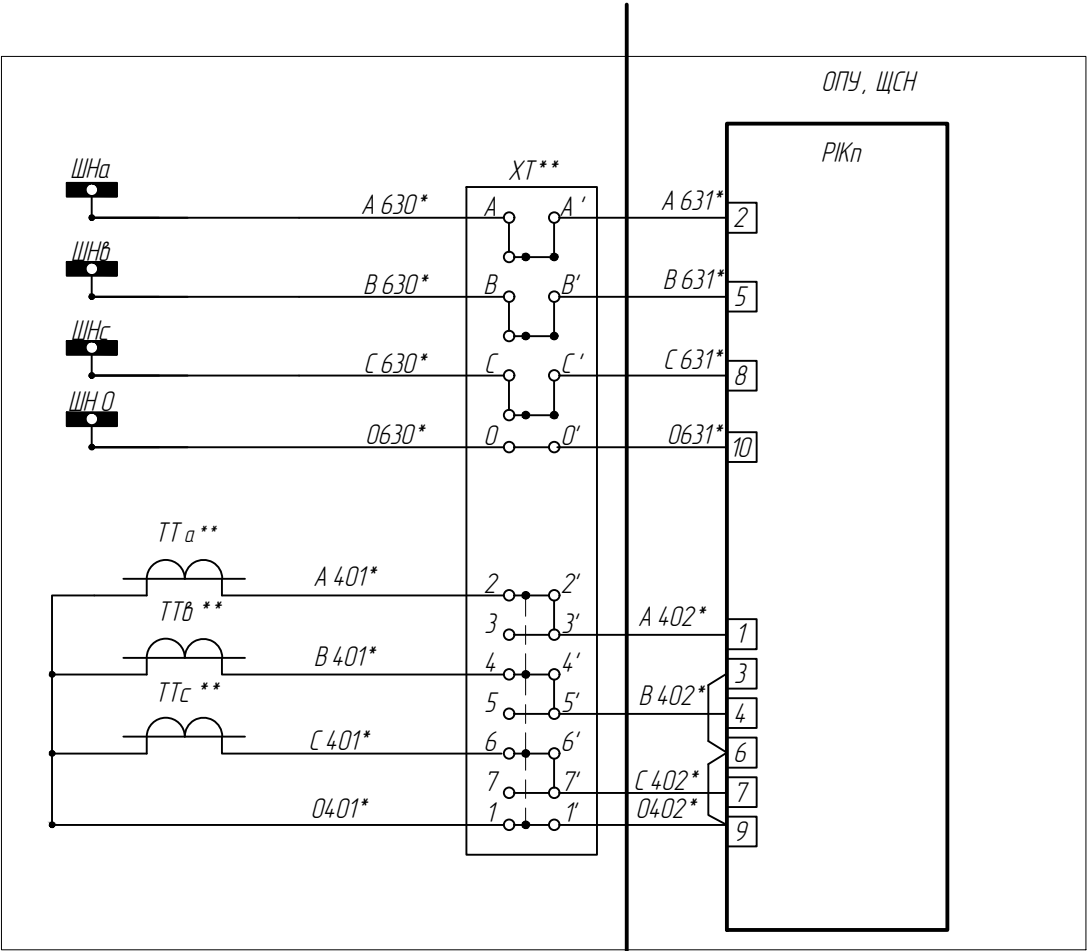


Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РК п
ТСН-1	3
ТСН-2	4

Существующее оборудование ПС 35/6 кВ "Матюшинская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.12.РД)

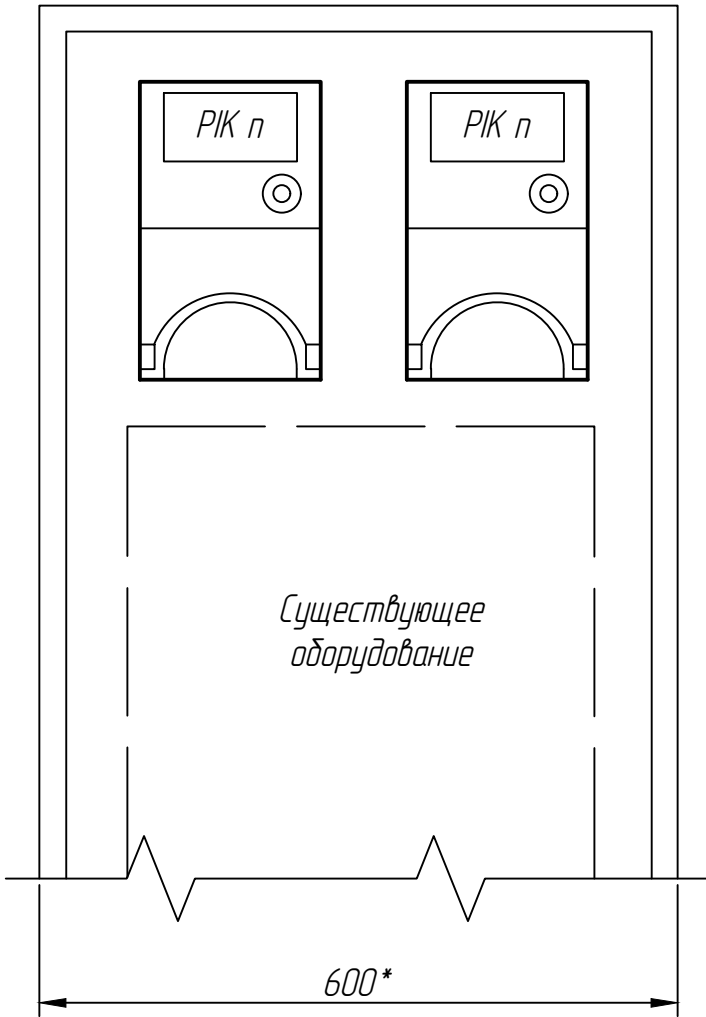
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** - существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С5	Лист
							3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК 1, РІК 2	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	2	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	6	

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ОПУ, шкаф АИИСКУЭ

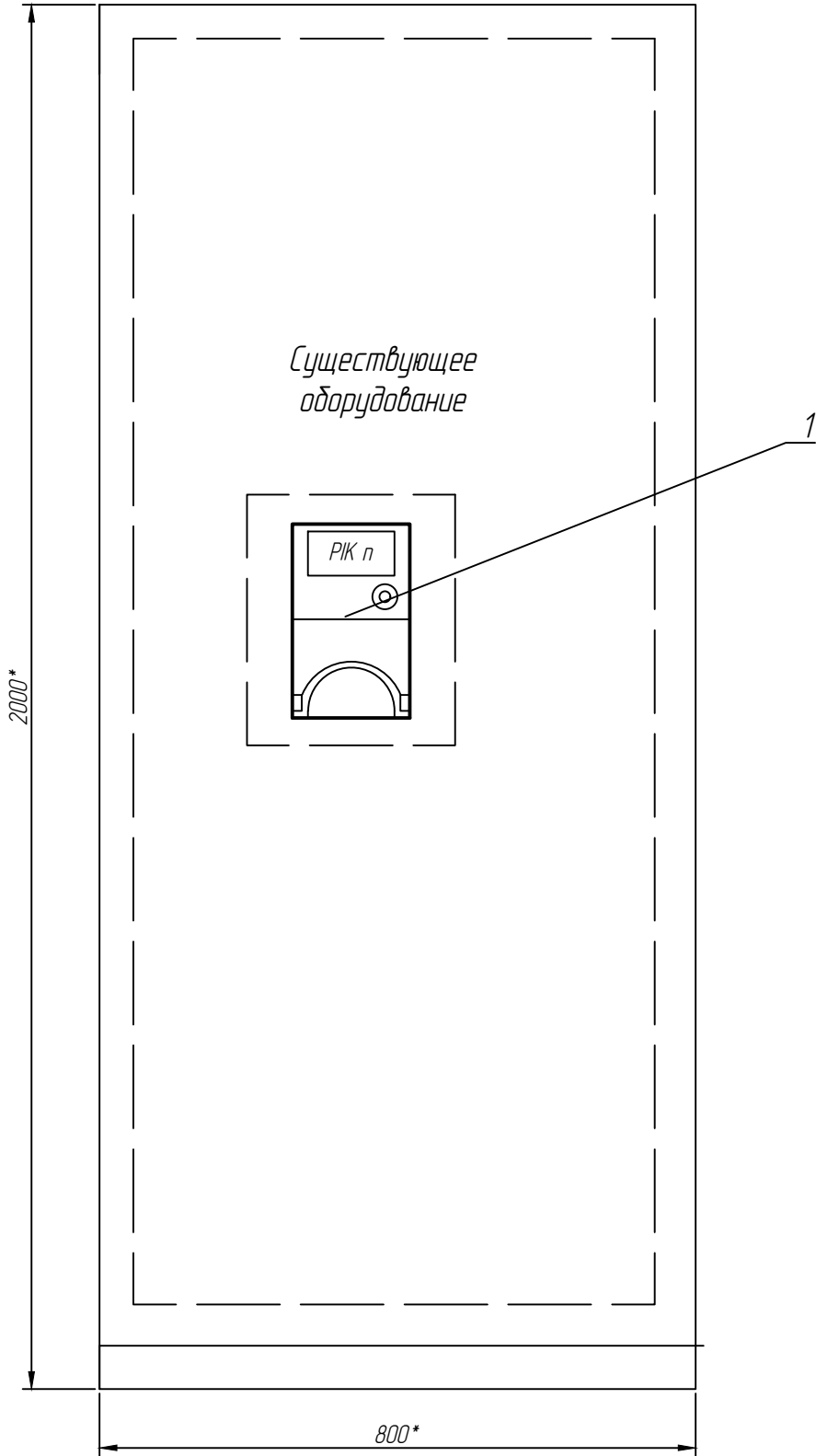


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.

Согласовано																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
-------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Чертеж установки счетчиков
электрической энергии
ОПУ, ЩСН



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РИК n	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

Таблица применения

Наименование присоединения	РИК n
ТСН-1	3
ТСН-2	4

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
6. Перечень оборудования приведен для установки одного прибора учета.

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.12.РД.СА	Лист
							2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.ТРП

2020

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во ли- стов	№ экз.	Примеча- ние
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Техническая документация	46		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД	Рабочая документация	25		

Технические решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правил взрывобезопасности, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Главный инженер проекта

А.В.Савченко

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ВД			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №28 «Калачевская» Ведомость технорабочего проекта	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Козлов					ТП		1
							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №28 "Калачевская»

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во ли- стов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ №28 «Калачевская».

Технорабочий проект выполнен на основании:

- Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;
- Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ №28 «Калачевская» находится в Прокопьевском районе с. Калачево и имеет распределительные устройства 35 и 6кВ.

В настоящее время подстанция ПС 35/6кВ №28 «Калачевская» присоединяется к энергосистеме четырьмя отпайками от Матюшенская-1 (35-КМ-1), Матюшенская-2 (35-КМ-2), В/Л-35кВ Зенковская-спиченская 34 (3С-34) и В/Л-35кВ Зенковская-спиченская 33 (3С-33).

ЗРУ-35кВ кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным выключателем.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6кВ мощностью 10МВА. Параллельная работа двух трансформаторов на ПС запрещена.

ЗРУ-6кВ выполнена по системе двух секций 6кВ с секционным разъединителем. В цепях присоединений ЗРУ-6кВ установлены трансформаторы тока типа Т01-10 класса точности 0,5 и трансформатор напряжения ЗхЗНО/П-6, класса точности 0,5.

ПС 35/6кВ №28 «Калачевская» установлена существующая система АИИС КУЭ.

Вновь устанавливаемая система АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» на ПС 35/6кВ №28 «Калачевская» устанавливается в параллельную работу.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					ИЗТ.83.2020.ОЭСК.11.ТД		Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3

– межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;

– обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;
- выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;
- оценки, локализация, поиск потерь электроэнергии;
- формирования всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

Основные функции АИИС КУЭ:

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСПД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСПД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения баланс отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

1.4 Описание процесса деятельности

Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 35/6кВ №28 «Калачевская» представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.																							
			14 <i>Описание процесса деятельности</i>																							
			<p>Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 35/6кВ №28 «Калачевская» представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.</p>																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="3">ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД</td><td>Лист</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>4</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист							4	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист																			
							4																			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																					

Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

15 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

16 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.								
			<p>ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.</p> <p>ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.</p> <p>ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.</p> <p>ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.</p> <p>ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Normokontrol.</p> <p>ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.</p> <p>ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.</p>							
							ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД			Лист
										5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21.4.04-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21.4.06-88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303-80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304-82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001-83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14.254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958-76 Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861-83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>нической безопасности и методы испытаний.</p> <p>ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.</p> <p>ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).</p> <p>ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).</p> <p>ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.</p> <p>ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.</p> <p>ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.</p>									
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД						Лист
												6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1.019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

1.7 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер по обслуживанию оборудования	1
Техник-электромеханик	2

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.11.ТД	Лист 7
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС. КУЭ.

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;*
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;*
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;*
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;*
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;*
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;*
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;*
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;*
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;*
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;*
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.*
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;*
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;*
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;*
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;*
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;*
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;*
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;*

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 8
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД			

- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.
-

1.9 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИЛ КЧЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.</p> <p>При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.</p> <p>Ремонтный режим работы</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД		Лист
								9

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ООО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	характеристики (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).					
							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.11.ТД	Лист
								11
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ВЛ 35 кВ ЗС-33	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, шкаф АИИС КУЭ	ТОЛ-35	200-600/5	GEF40.5	35000/100
2	ВЛ 35 кВ ЗС-34	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, шкаф АИИС КУЭ	ТОЛ-35	200-600/5	ЗНО/П-35, GEF40.5	35000/100
3	ПС №28 35/6 кВ, ВВ 35-Т-1	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, шкаф АИИС КУЭ	ТОЛ-СЭЩ-35	50/5	Нет данных	Нет данных
4	ПС №28 35/6 кВ, ВВ 35-Т-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, шкаф АИИС КУЭ	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
5	ПС №28 35/6 кВ, КМ-1	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, шкаф АИИС КУЭ	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
6	ПС №28 35/6 кВ, КМ-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, шкаф АИИС КУЭ	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
7	ПС №28 35/6 кВ, ф. 15	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 15	ТОЛ-СВЭЛ-10	100/5	Нет данных	Нет данных
8	ПС 39 ф. 22 ПС №28 35/6 кВ, ф. 20	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 20	ТОЛ-СВЭЛ-10	200/5	Нет данных	Нет данных
9	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-13	ТОЛ-СВЭЛ-10	200/5	Нет данных	Нет данных
10	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-2	ТОЛ-СВЭЛ-10	200/5	Нет данных	Нет данных
11	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-5	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-5	ТОЛ-СВЭЛ-10	600/5	Нет данных	Нет данных
12	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-17	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-17	ТОЛ-СВЭЛ-10	600/5	Нет данных	Нет данных
13	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-18	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-18	ТОЛ-СВЭЛ-10	600/5	Нет данных	Нет данных
14	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-7	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-7	ТОЛ-СВЭЛ-10	200/5	Нет данных	Нет данных
15	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-8	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-8	ТОЛ-СВЭЛ-10	600/5	Нет данных	Нет данных
16	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-4	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-4	ТОЛ-СВЭЛ-10	300/5	Нет данных	Нет данных
17	ПС №28 35/6 кВ, ТСН-1	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ, пан. ВРУ-1	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
18	ПС №28 35/6 кВ, ТСН-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ, пан. ВРУ-2	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД

Лист

12

Изм. Колуч. Лист № док. Подп. Дата

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
											13
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИБК). ИБК – Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИБК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

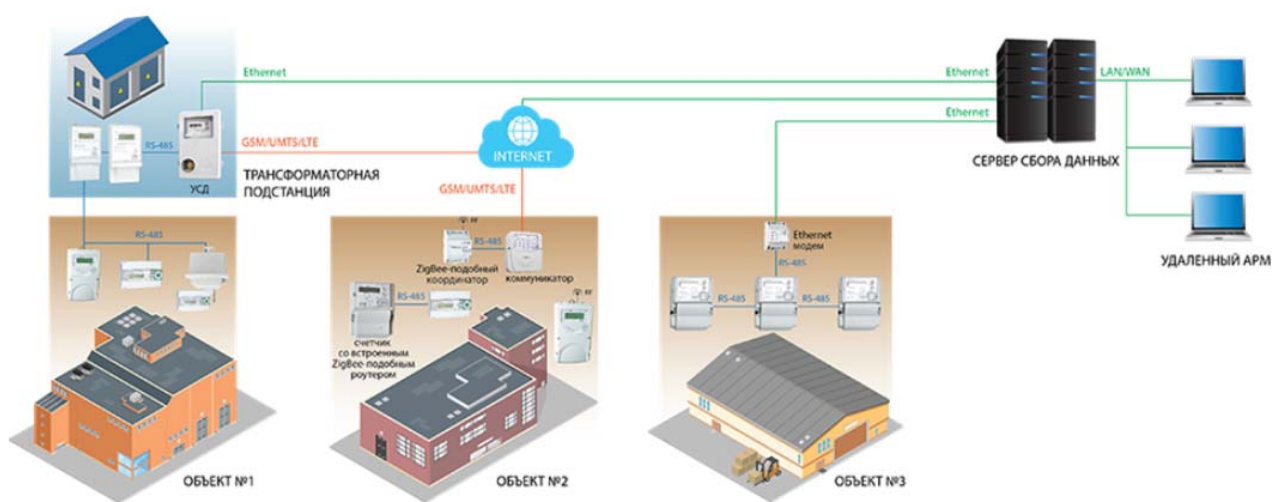
- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - полчасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).Считывание журнала событий УСД.Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
										14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД

Лист

15

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист	
							16	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.									
<p>4.2 Организация информационного обеспечения</p> <p>Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.</p> <p>Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.</p>											
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД		
									Лист		
									17		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

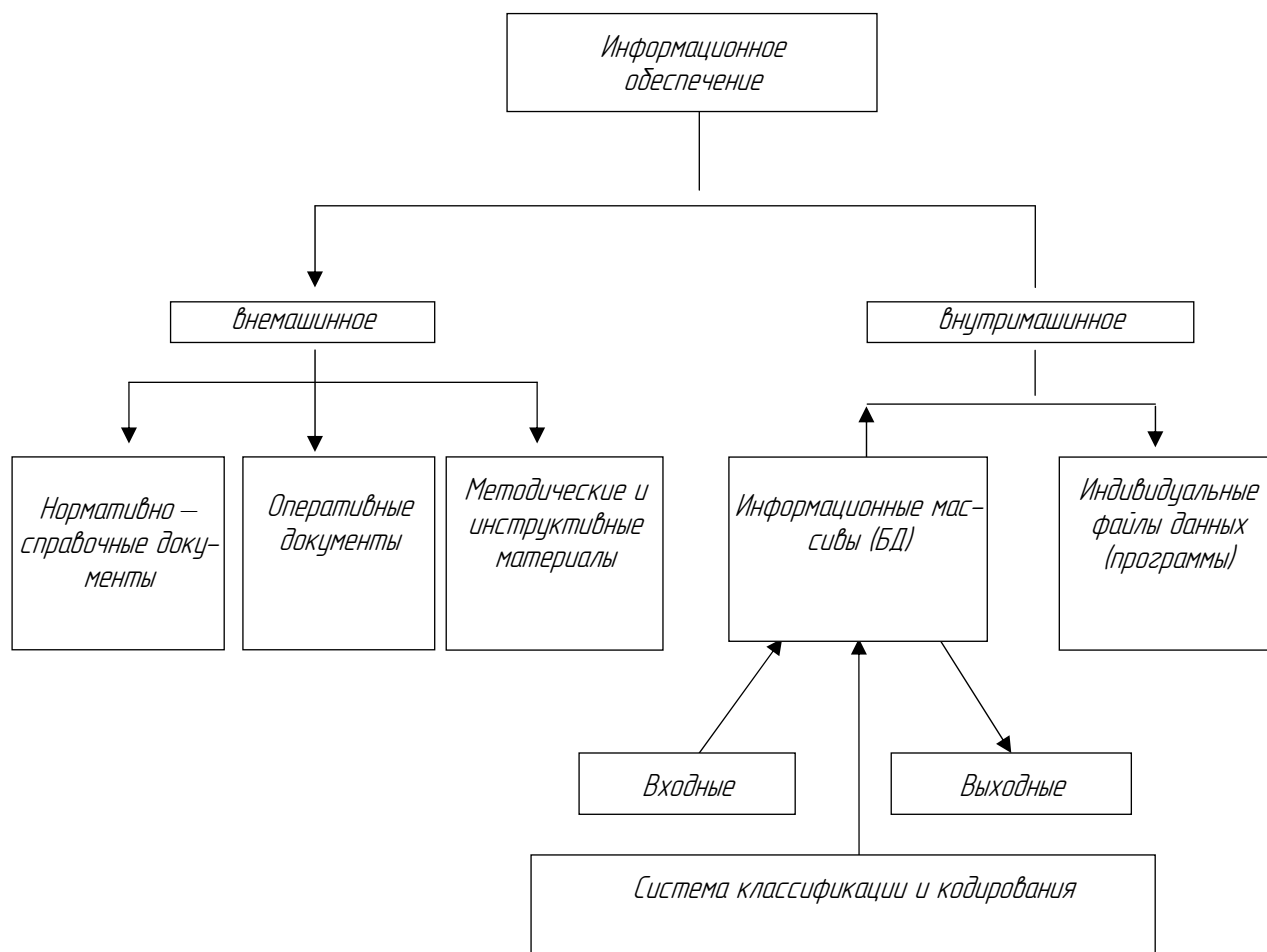


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

Инв. № подл.	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
	Подп. и дата						18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

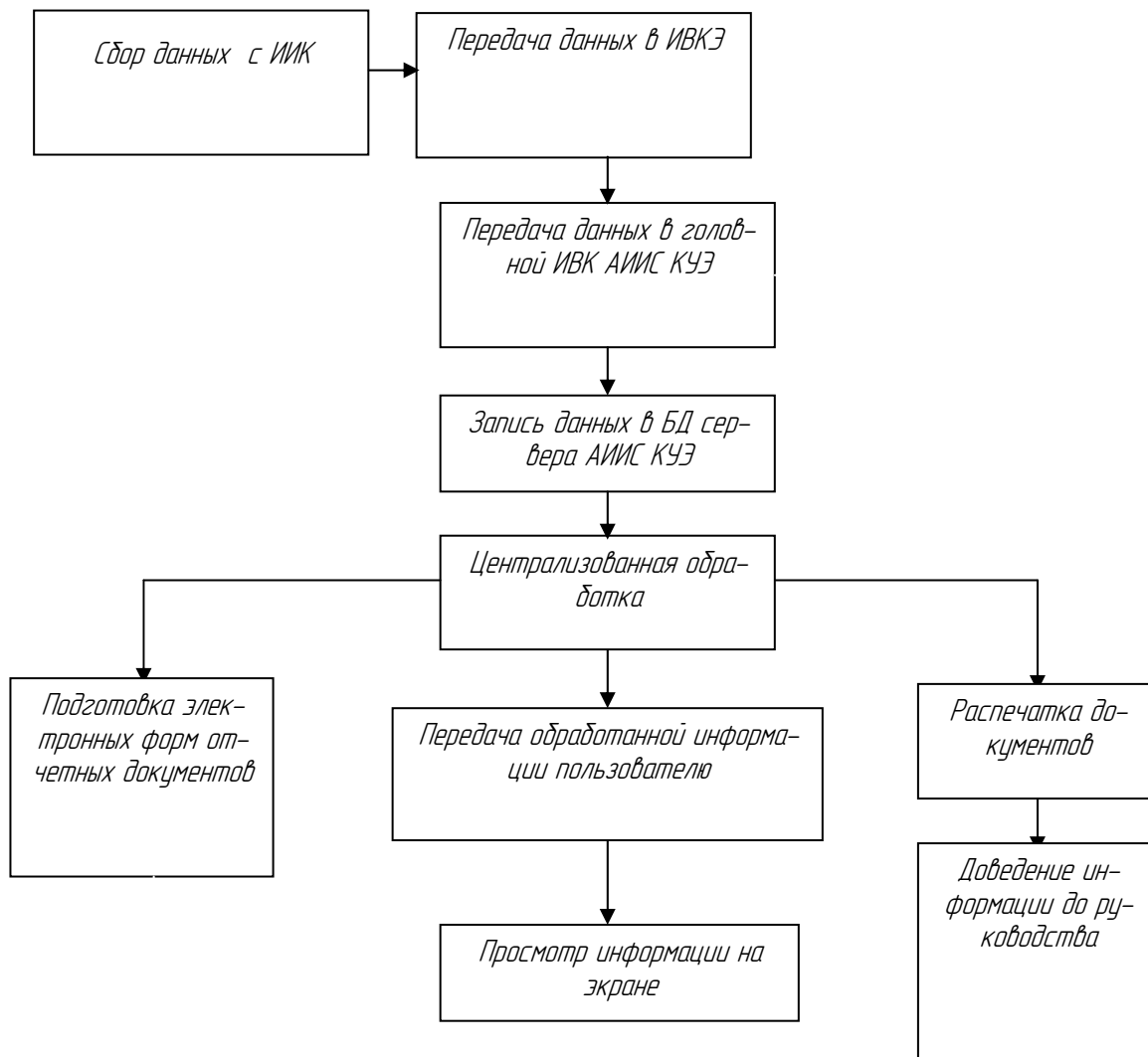


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашиной информации

Внемашина информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
							19

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист 20
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствует ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках \square до 144;

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА						Лист
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии						
Подп. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).						21
	Тарификатор:						
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;						
ИЗТ.83.2020.ОЭСК.11.ТД							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									22	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<i>нему, заднему фронту или обоим фронтам);</i> <ul style="list-style-type: none"><i>как вход телесигнализации.</i> <i>Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:</i> <ul style="list-style-type: none"><i>ограничения мощности нагрузки;</i><i>ограничения энергии за сутки;</i><i>ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа ме- сяца);</i><i>контроля напряжения сети;</i><i>контроля температуры счетчика;</i>							
									<i>ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД</i>	Лист
										23
<i>Изм.</i>	<i>Кол.уч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>					

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД			24

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с I _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
							25

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \delta \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_0}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \delta \leq I < I \delta$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист 28
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.</p> <p>В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°С.</p> <p>5.6 Защита от несанкционированного доступа</p> <p>Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.</p> <p>Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.</p>						
			<p>ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД</p>						Лист
									29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

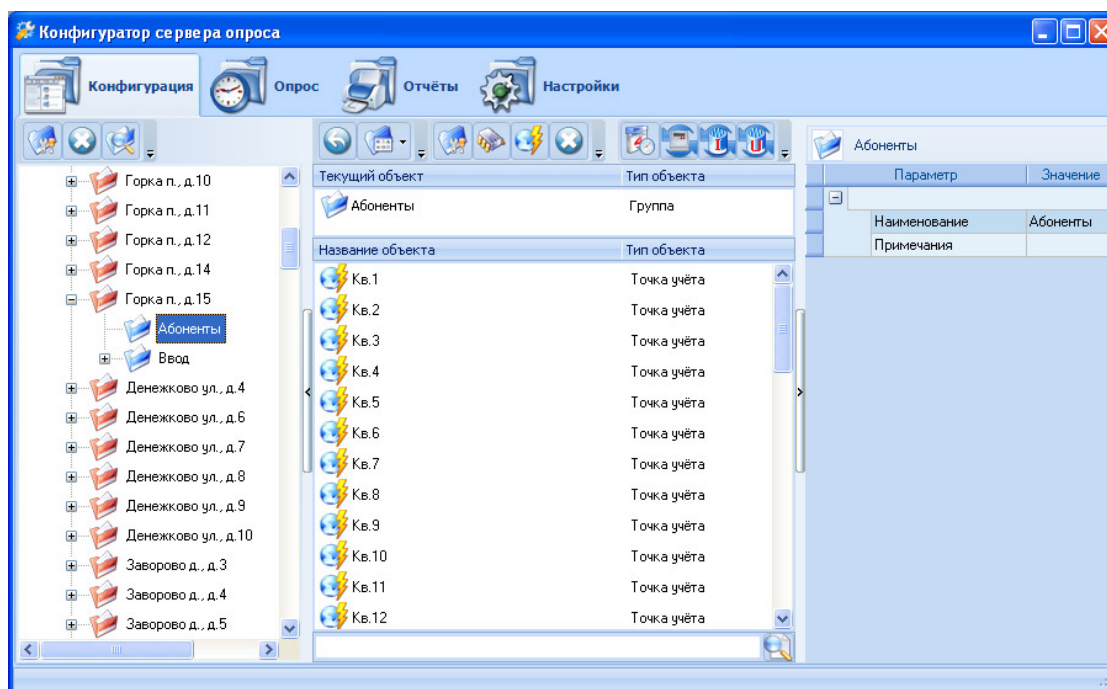
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» представлено на сайте производителя и может быть использовано в свободном доступе.

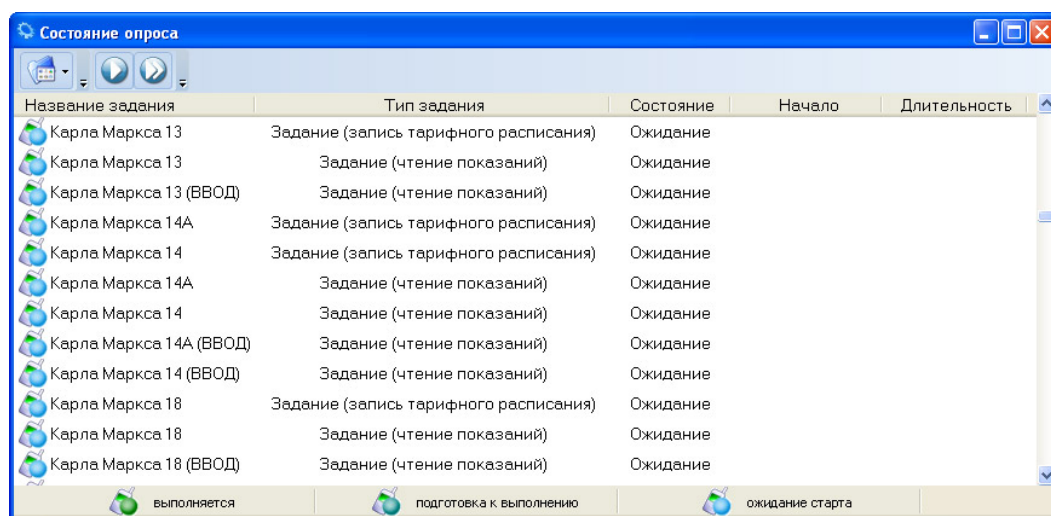
Сервер Опроса

Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса, данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



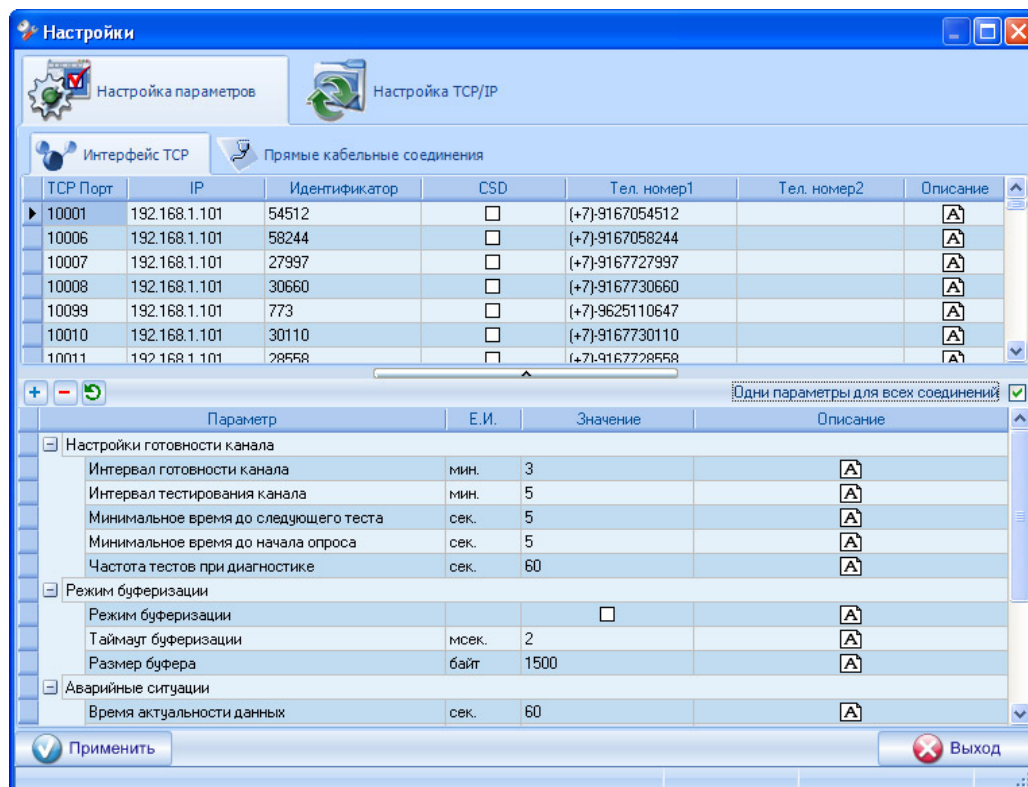
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



Взам. инв. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД

Лист

32

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф	Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.307	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.6,	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.6,	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	2	372	418	46

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7,А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7,А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	653	910	65

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7,	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7,	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.11.ТД

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">- поверку АИИС КУЭ;- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.						
<p style="text-align: center;">7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока</p> <p>Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.</p> <p>Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.</p>									
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД			Лист
									34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электро-энергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).</p> <p>Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.</p> <p>7.6 Контроль точности результатов измерений</p> <p>Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.</p> <p>Задачами контроля точности являются проверки:</p>							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		35

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f(5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f(20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист 36
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

Элемент системы	Тип	Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	62838

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
										37
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

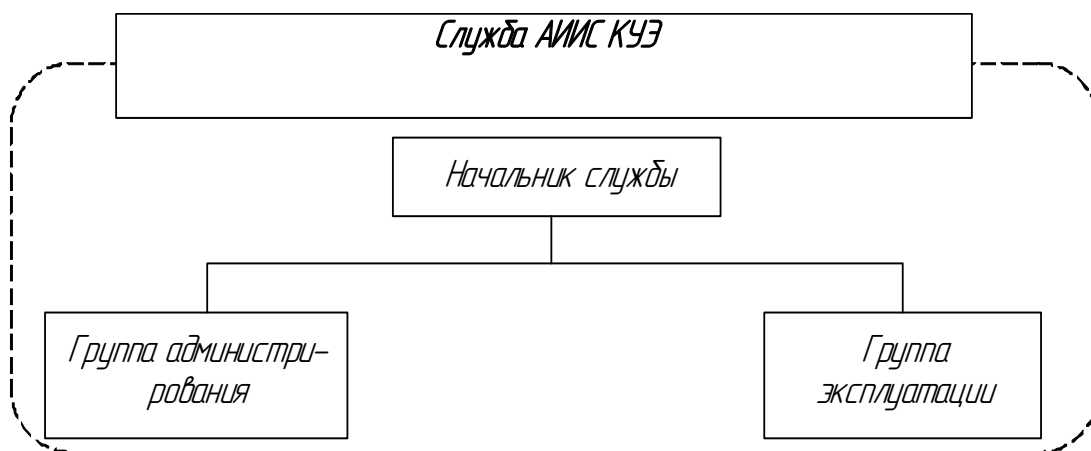


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
										38
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ИВК;	<ul style="list-style-type: none">– внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.– обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и
	Основные функции группы эксплуатации:
	<ul style="list-style-type: none">– контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;– проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;– проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КУЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КУЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КУЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КУЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КУЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД			39

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 18 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

Согласно ГОСТ 27.002–89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надёжности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии;
- УСПД.

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003–90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	18

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003–90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

Измерительные ТТ и ТН относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									40
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД			

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Щкаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надёжности:

- а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:
средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;
средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.
- б) для счетчиков электроэнергии:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;
среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.
- в) для системы шкафов УСПД:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;
время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надёжности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надёжности.

Расчет показателей надёжности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надёжности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надёжности приведены в таблице.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЗ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД		Лист
								41

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	18	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИМК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	18	165000	0,0001091
Итого для ИМК					0,0001091

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИБКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИБКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
									42
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0001153409$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 8669 \text{ ч.}$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 8669 / (2 + 8669) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$						
			$K_r=8669/(2+8669)=0,99.$						
			<p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-</p>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД			Лист
									43

ходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КЧЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжелых последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									44
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;
 - доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.11.ТД	Лист 45
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;

- резервирование коммерческой информации на внешние носители.

в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:

- поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;

г) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;

- для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.

д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;

- полное тестирование и выявление неисправных устройств;

- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП.

Расчет и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t ,$$

где Q — количество запасных элементов;

N — количество элементов на подстанции;

t — % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:</p> $Q = N * t ,$ <p>где Q – количество запасных элементов;</p> <p>N – количество элементов на подстанции;</p> <p>t – % (на основании договора).</p> <p>Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».</p>					
<p>ИЗТ.83.2020.ОЭСК.11.ТД</p>						Лист		
						46		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6 кВ №28 “Калачевская”

ТОМ 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.11. РД

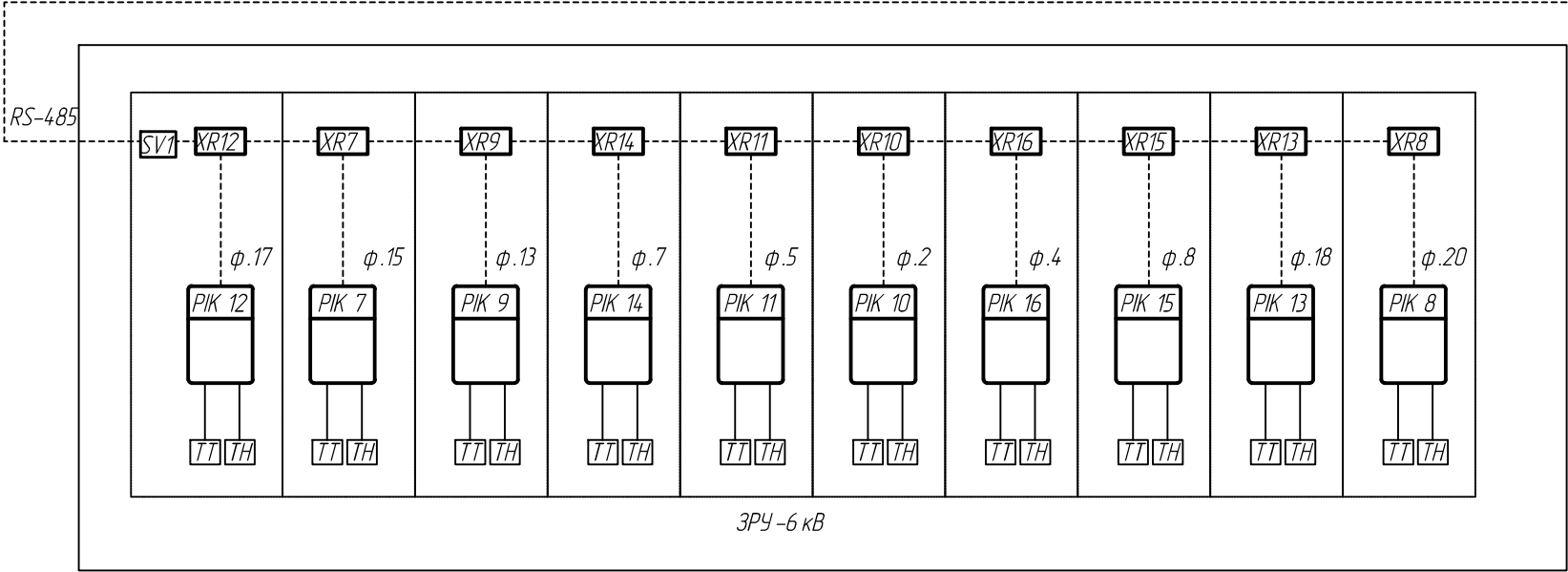
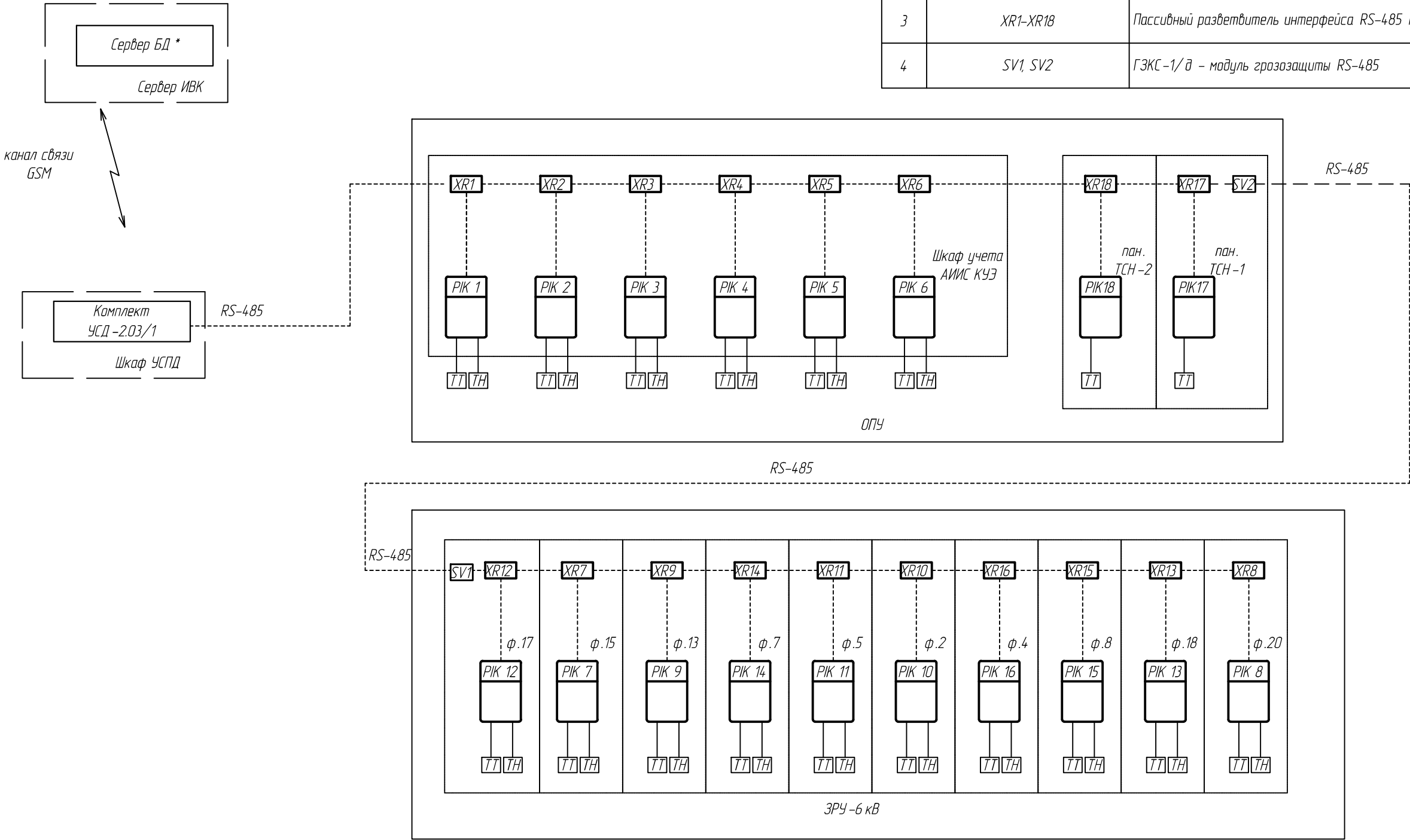
Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта									
Обозначение			Наименование				Примечание		
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.ТП			Общие данные						
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.С 1			Схема структурная						
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.СБ.01			Схема однолинейная						
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.СБ.02			Схема электрическая принципиальная распределительной сети						
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.С 7			План расположения оборудования и проводок						
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.С 5.01			Схема подключения вторичных цепей						
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.С 5.02			Схема подключения информационных цепей						
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.С 4			Таблица соединений и подключений						
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.СА			Чертеж установки технических средств						
Ведомость ссылочных и прилагаемых документов									
Обозначение			Наименование				Примечание		
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.В 4			Спецификация оборудования и материалов						
<p>Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТРП</p>									
Согласовано							ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.ТП		
Взам. инв. №							ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"		
Подпись и дата							Стадия Лист Листов Р 1 ООО "Инэнерготех"		
Инв. № подл.							Формат А4		

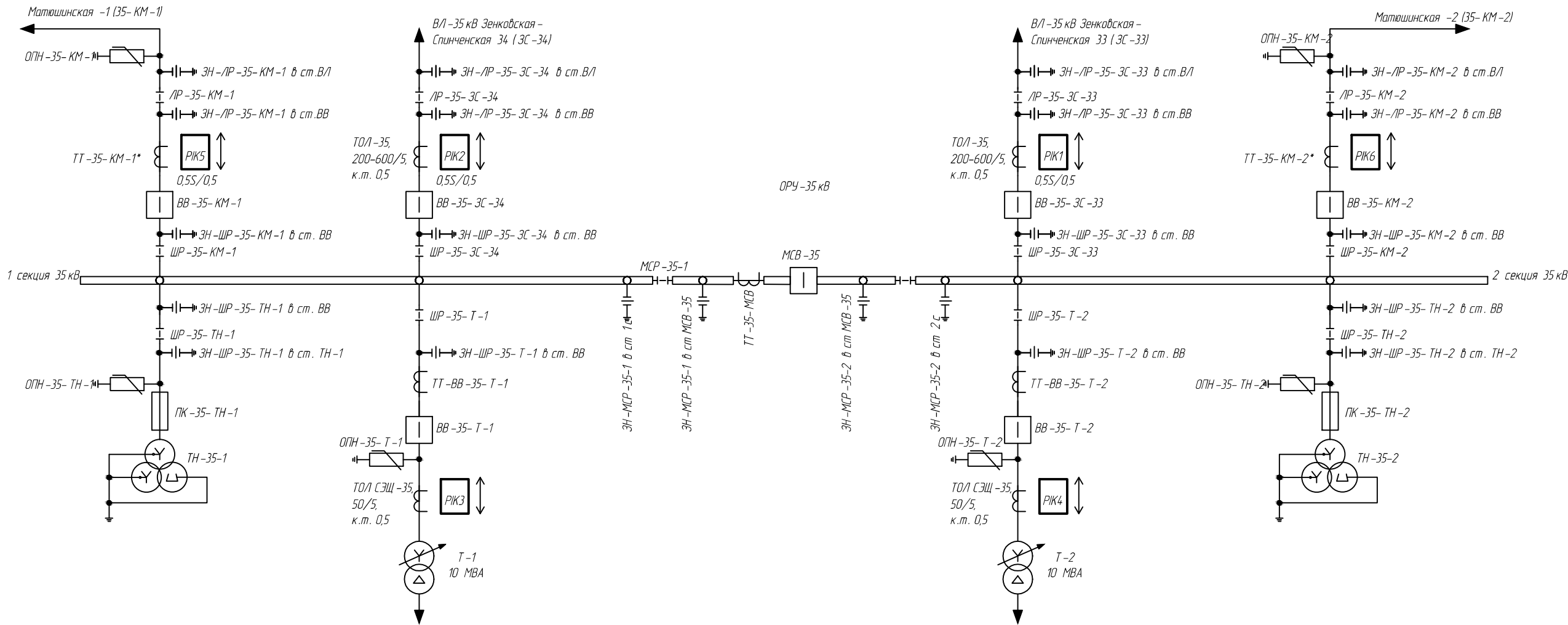
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK1- PIK16	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	16	
2	PIK17, PIK18	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
3	XR1-XR18	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	18	
4	SV1, SV2	ГЗКС-1/д - модуль грозозащиты RS-485	2	



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – рабочая документация на установку УСД представлена в ИЭТ.83.2020.ОЭСК.УСПД.РД.
3. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.С 1			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р		1
Провер.	Козлов				2020	Схема структурная	ООО "Инэnergотех"		
Утв.	Савченко				2020				

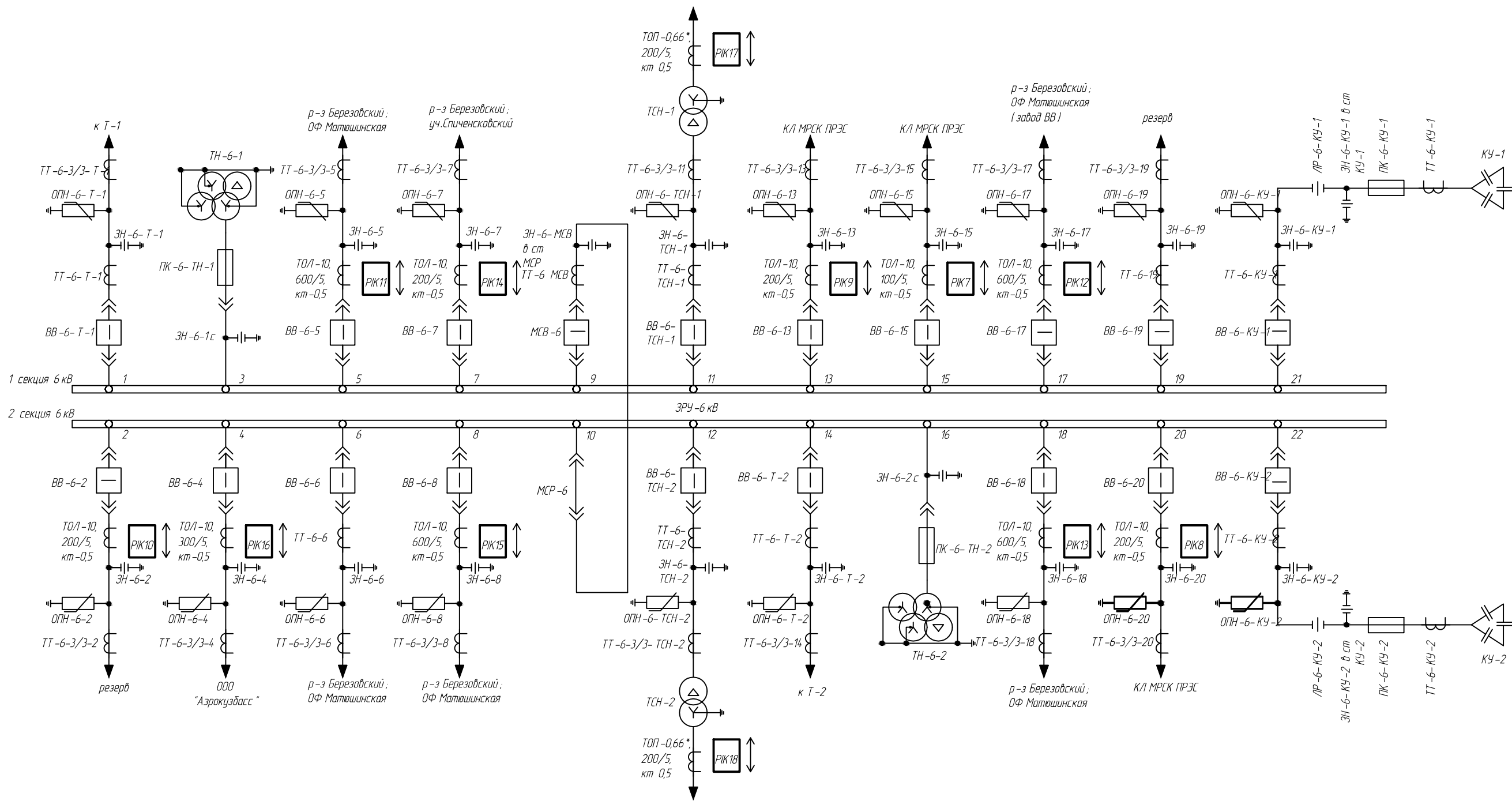
ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должны быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
4. * - данные по оборудованию отсутствуют. Перед монтажом приборов учета, убедиться в выполнении п.2 настоящего примечания.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.СБ.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	2
Провер.	Козлов				2020	Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
- * - данные по оборудованию отсутствуют. Перед монтажом приборов учета, убедиться в выполнении п.2 настоящего примечания.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.СБ.01	Лист
							2

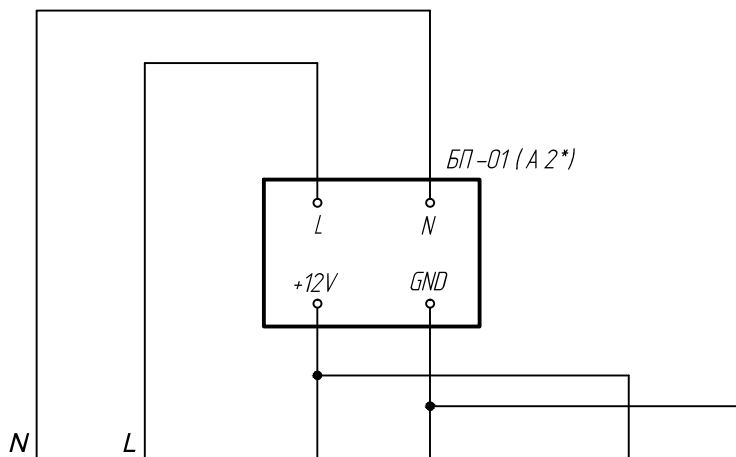
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

ОПУ,
комплект УСД -2.03/1



Характеристика электроприемника	Поз.	-	контроллер i-7188 XA	GSM модем iRZ TC65 Lite
	Тип	ХТ **	А 1*	А 3*
	Напряжение, В	~220 В	+12V	+12V
	Мощность, Вт	8	6	2
	Место установки	ОПУ, пан. ТСН	ОПУ, комплект УСД -2.03/1	ОПУ, комплект УСД -2.03/1

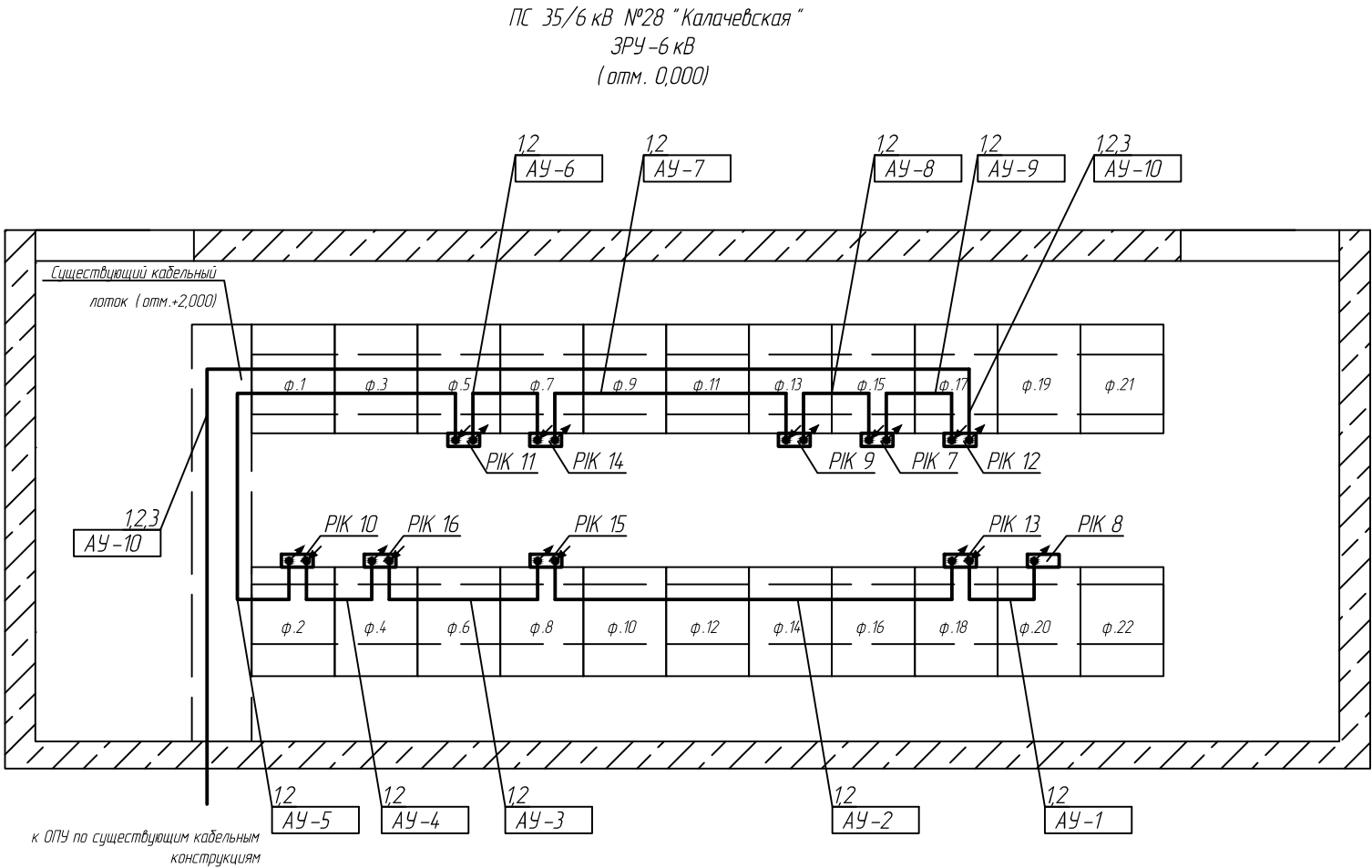
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.
3. ** - существующее оборудование. Место подключения питания УСД -2.03/1 определить при монтаже.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.СБ.02

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"		
Разраб.	Лозашева				2020			
Провер.	Козлов				2020	Схема электрическая принципиальная распределительной сети		
Утв.	Савченко				2020			
						Стадия	Лист	Листов
						Р		1
						ООО "Инэнерготех"		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	50	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	20	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	100	

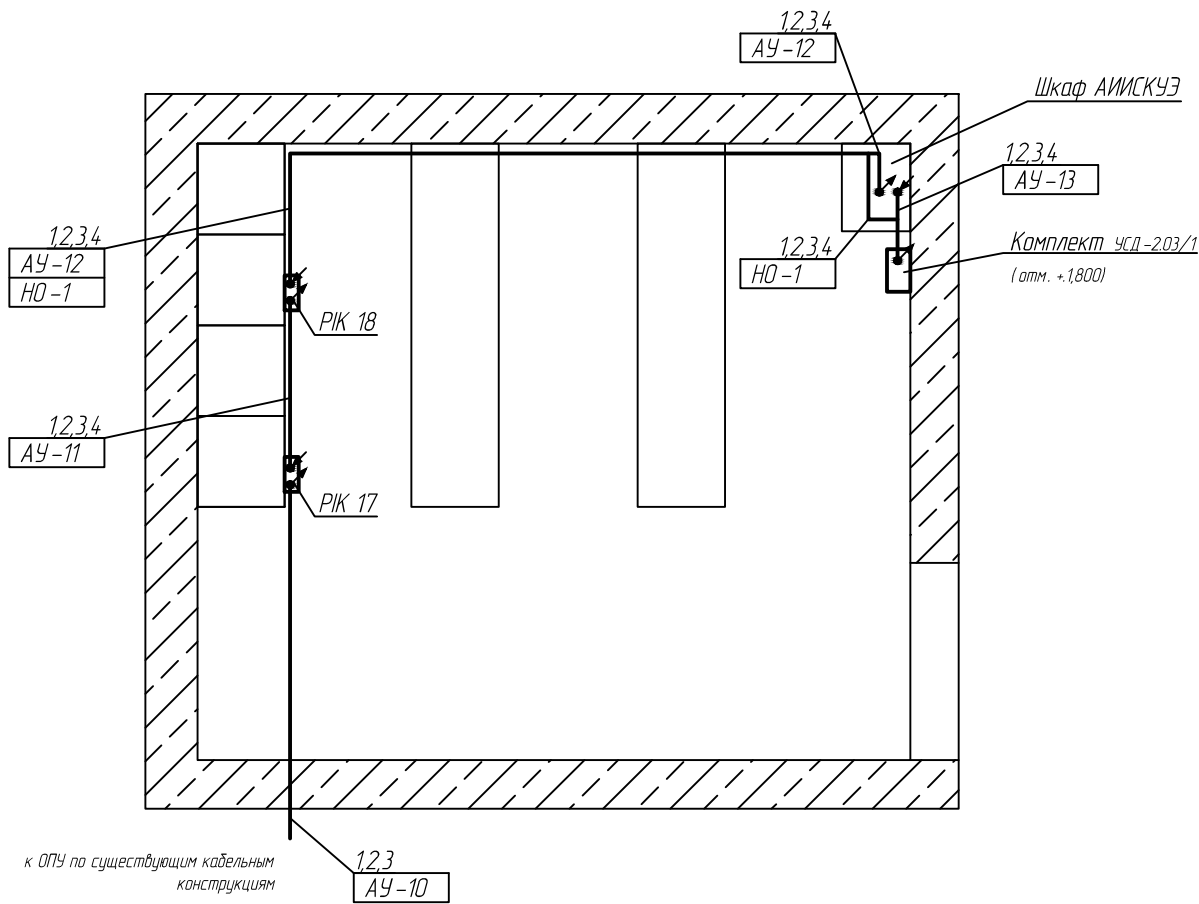


- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Прокладку кабелей выполнить по существующим кабельным конструкциям, исходя их удобства монтажа.
- Прокладка кабеля АУ-10 условно не показана. Монтаж произвести по существующим железобетонным кабельным лоткам.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.С 7			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	2
Провер.	Козлов				2020	План расположения оборудования и проводок	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	30	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	8	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	40	
4		Дюбель -гвоздь 6 x 40	80	

ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"
ОПУ
(отм.0,000)



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Прокладку кабелей выполнить по существующим кабельным конструкциям, исходя их удобства монтажа.
- Прокладку кабеля выполнить в гибкой гофрированной трубе.

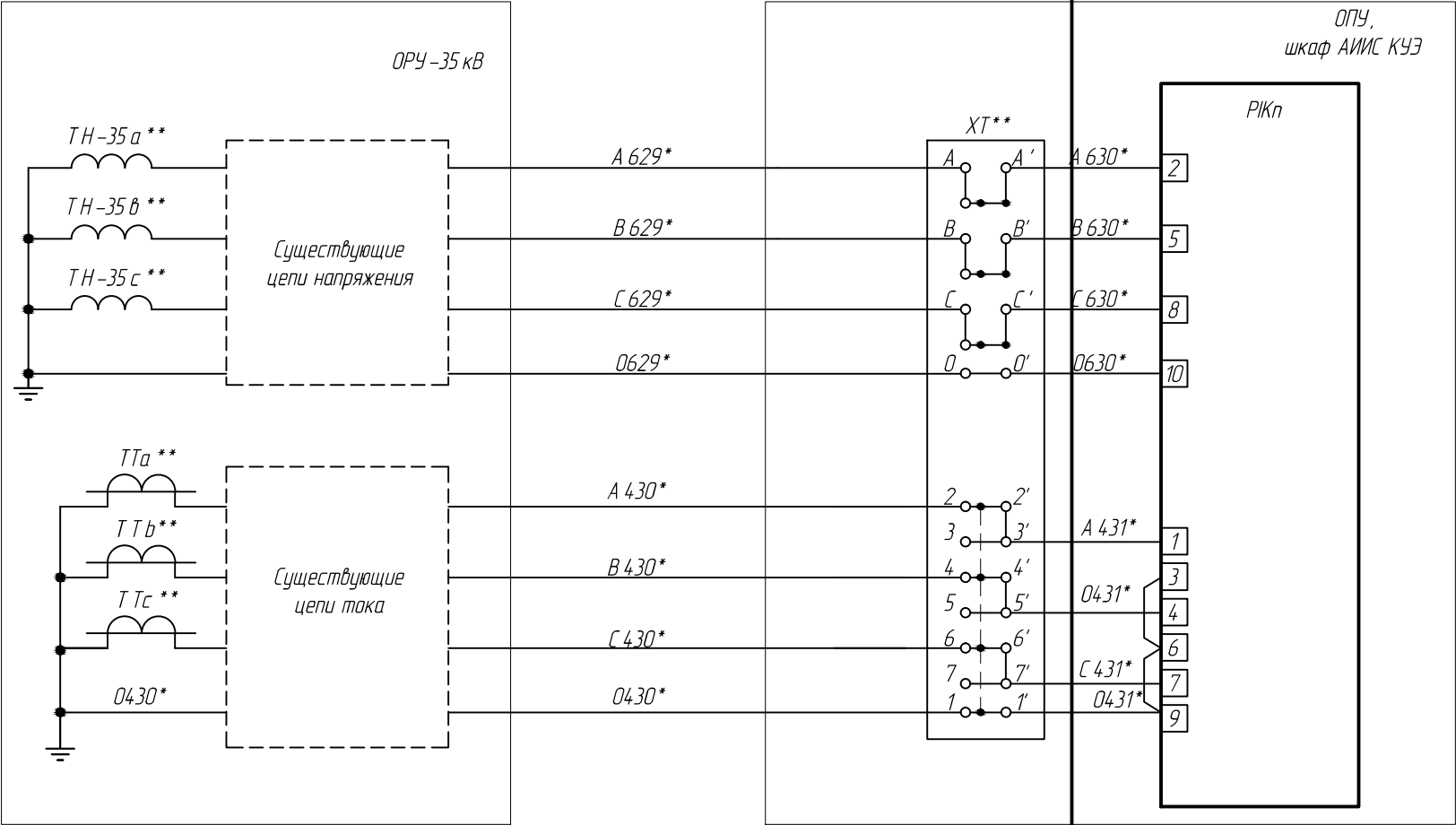
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.С7

Лист
2

Присоединение ф. N 35 кВ



Существующее оборудование ПС 65/6 кВ №28 "Калачевская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.11.РД)

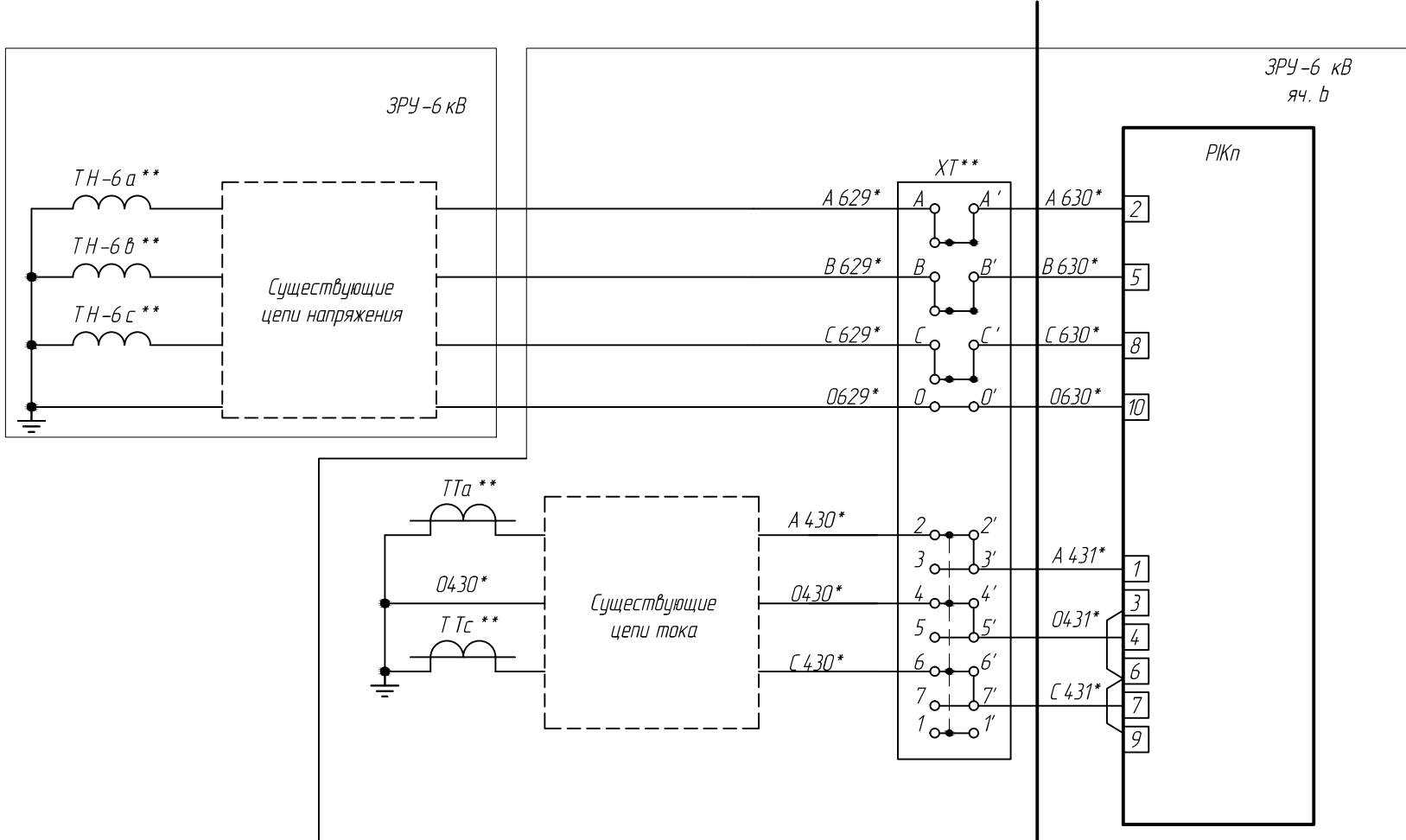
Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	Р/К п
В/Л 35 кВ ЭС-33	1
В/Л 35 кВ ЭС-34	2
ВВ 35-Т-1	3
ВВ 35-Т-2	4
КМ-1	5
КМ-2	6

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** - существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

						ИЕТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.С 5.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	3
Провер.	Козлов				2020	Схема подключения	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

Присоединение ф. N 6 кВ



Существующее оборудование ПС 65/6 кВ №28 "Калачевская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.11.РД)

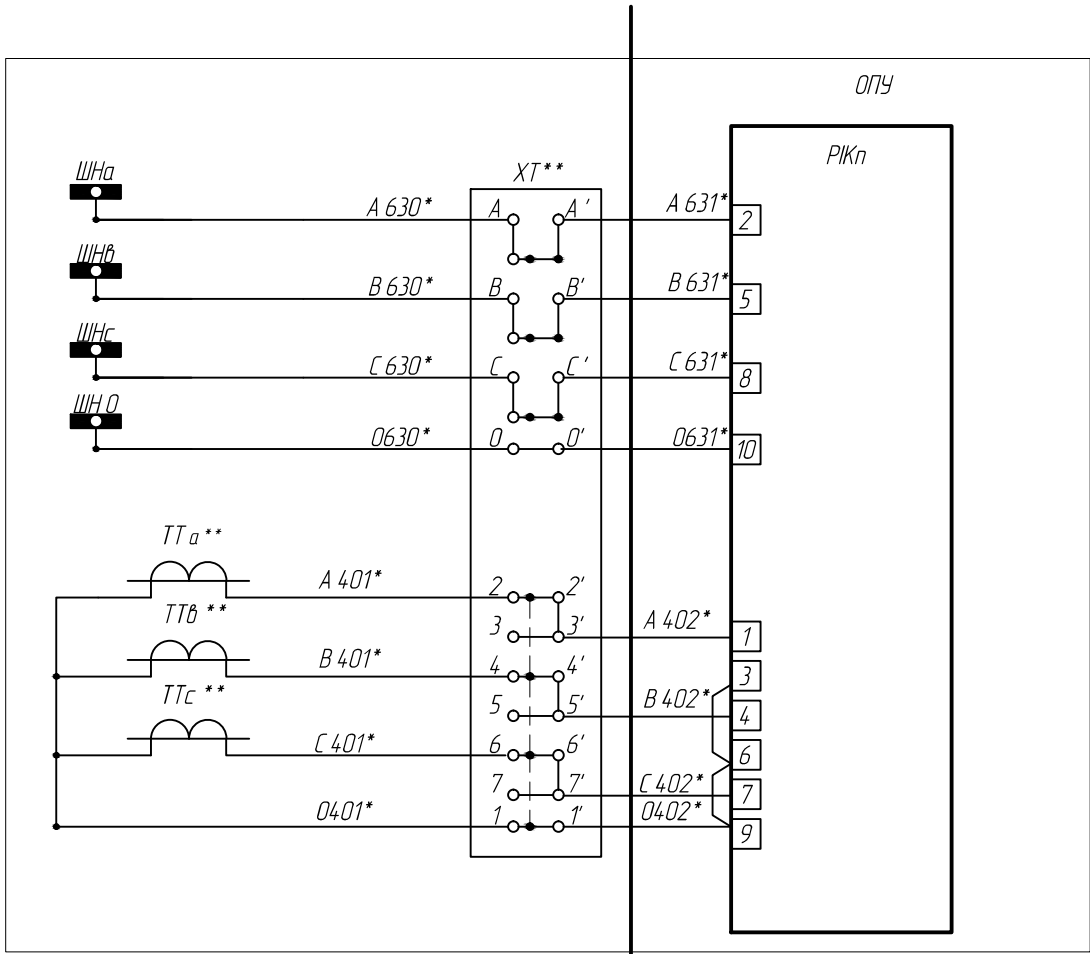
Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	ЗРУ-6 кВ,яч. б	РПК п
ф. 15	15	7
ф. 20	20	8
ф.6-13	13	9
ф. 6-2	2	10
ф. 6-5	5	11
ф. 6-17	17	12
ф. 6-18	18	13
ф. 6-7	7	14
ф. 6-8	8	15
ф. 6-4	4	16

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.13.РД)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РИК п	Место установки
ТСН-1	17	ОПУ, пан. ВРУ-1
ТСН-2	18	ОПУ, пан. ВРУ-2

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

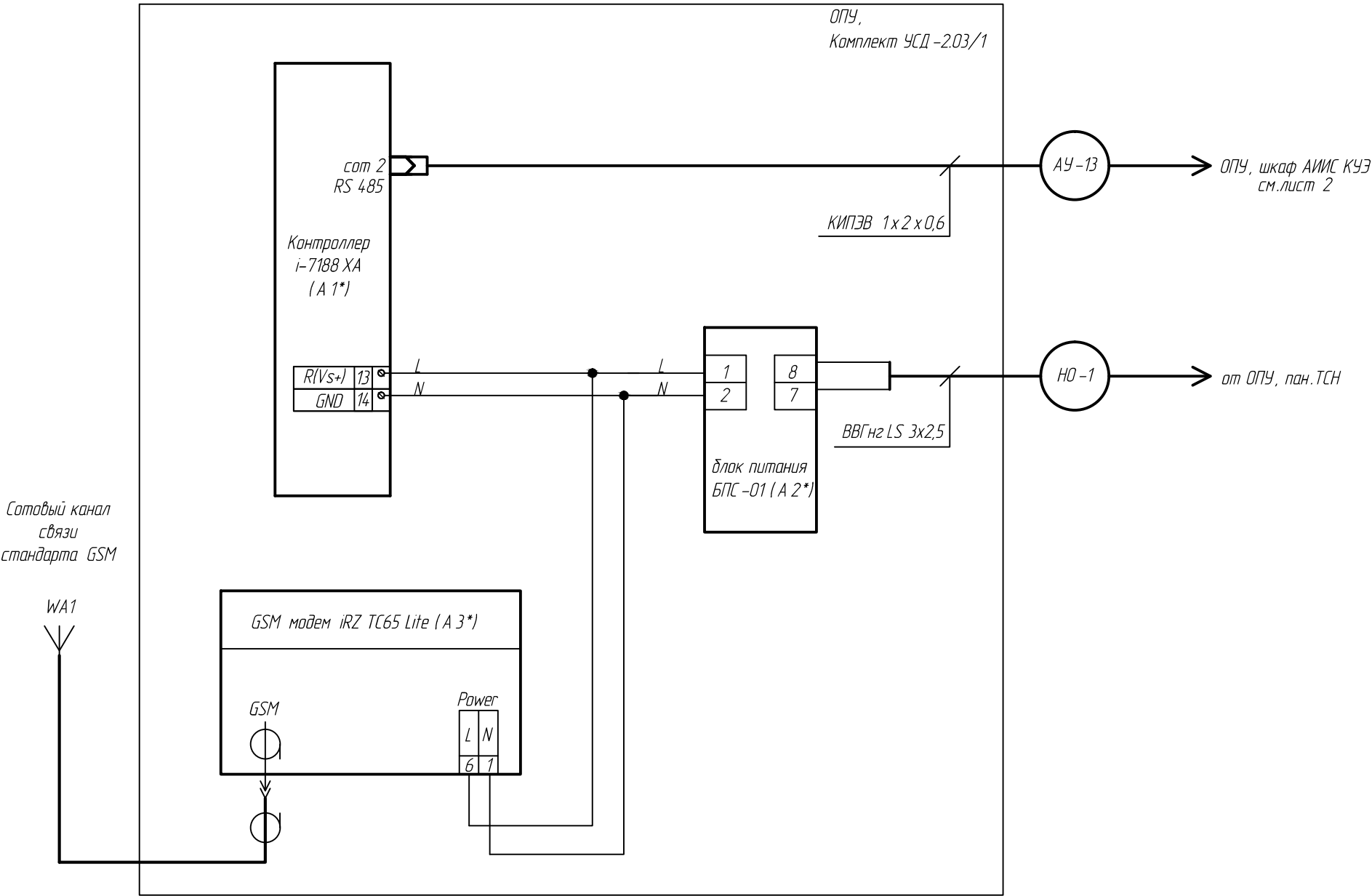
Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

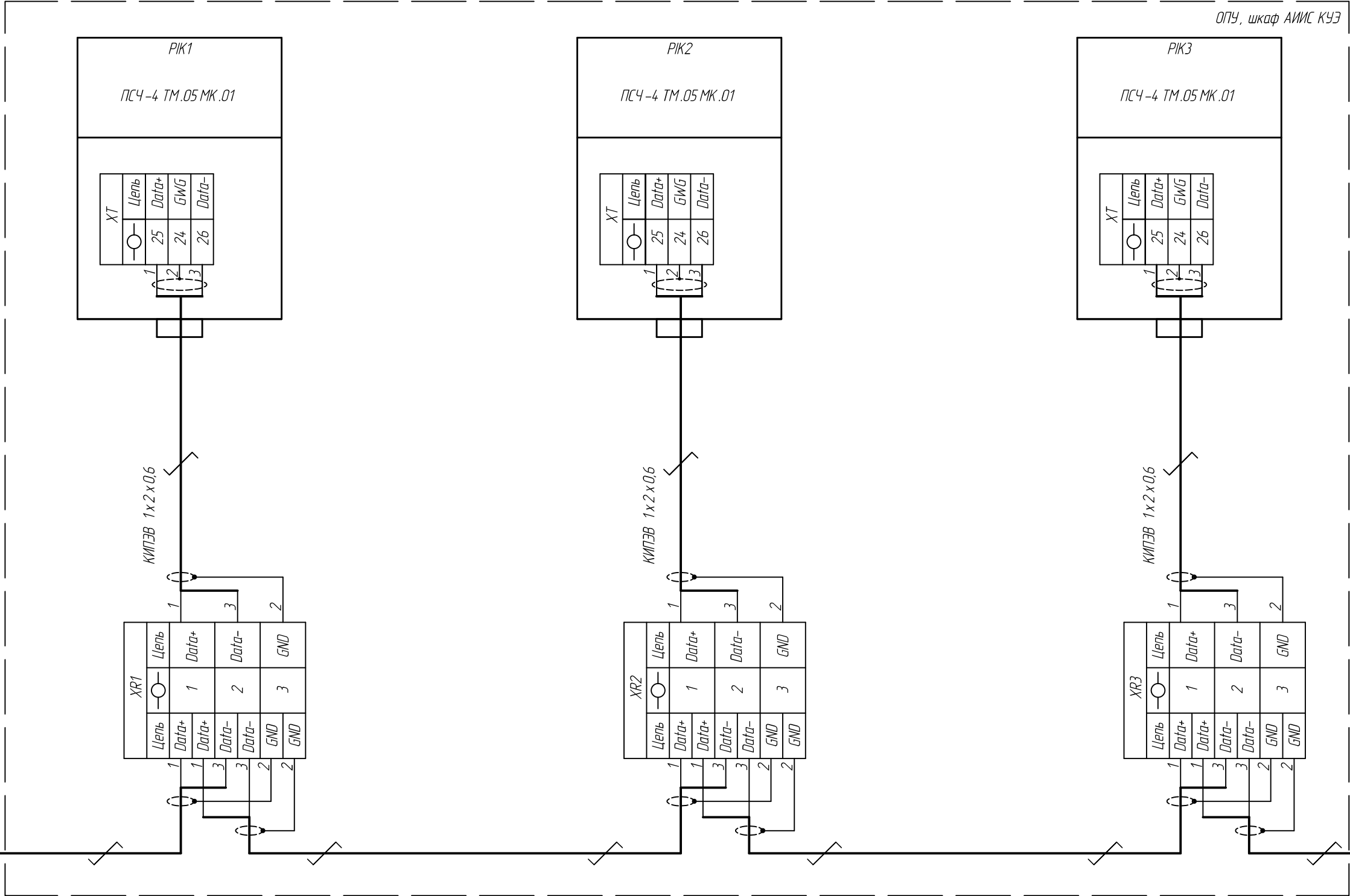


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * – обозначение прибора по паспорту.

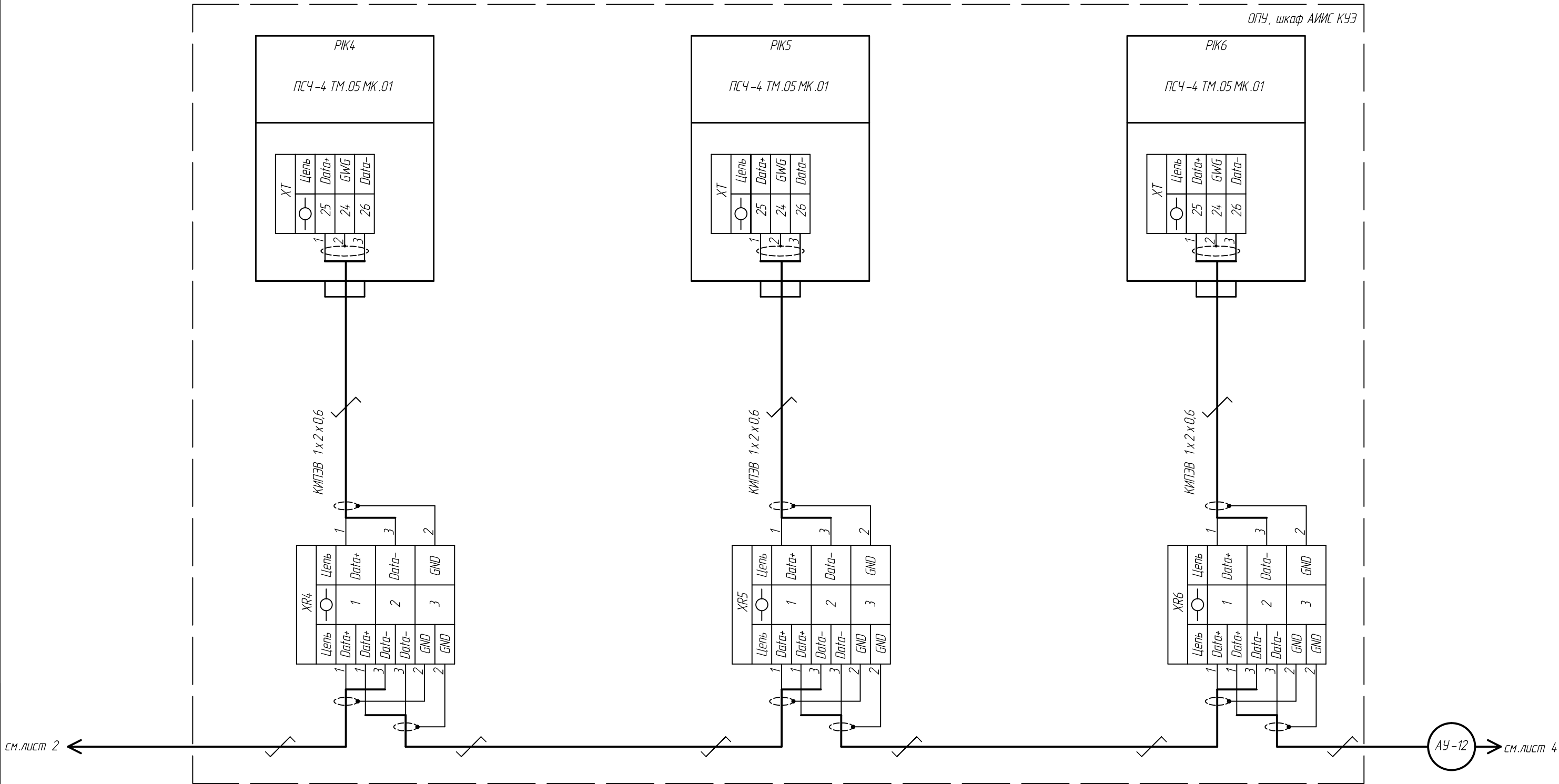
						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.С 5.02			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	8
Провер.	Козлов				2020	Схема подключения информационных цепей	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

Комплект
УСД -2.03/1
см.лист 1

АУ-13



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.С5.02

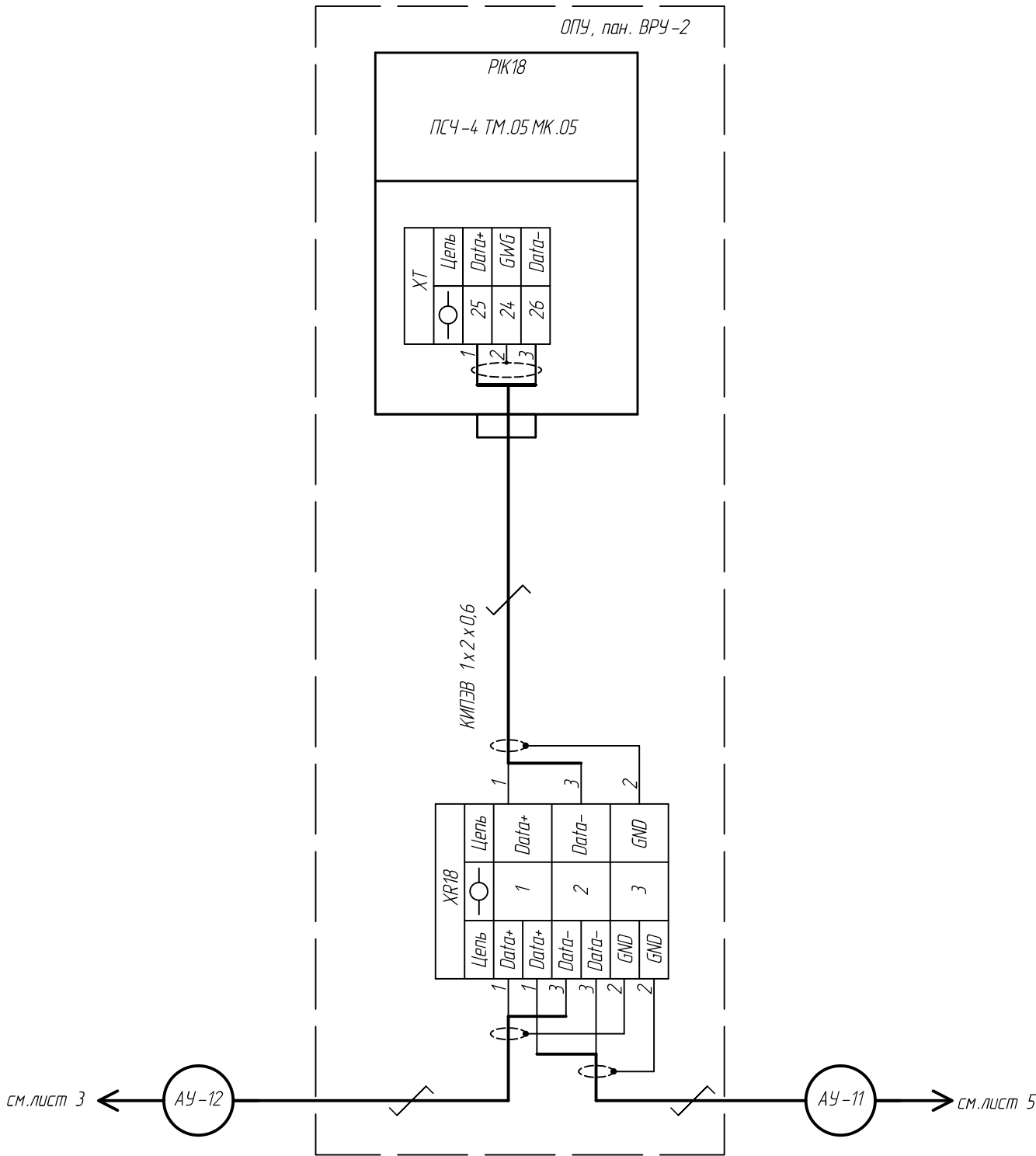
Формат А3

Auctm

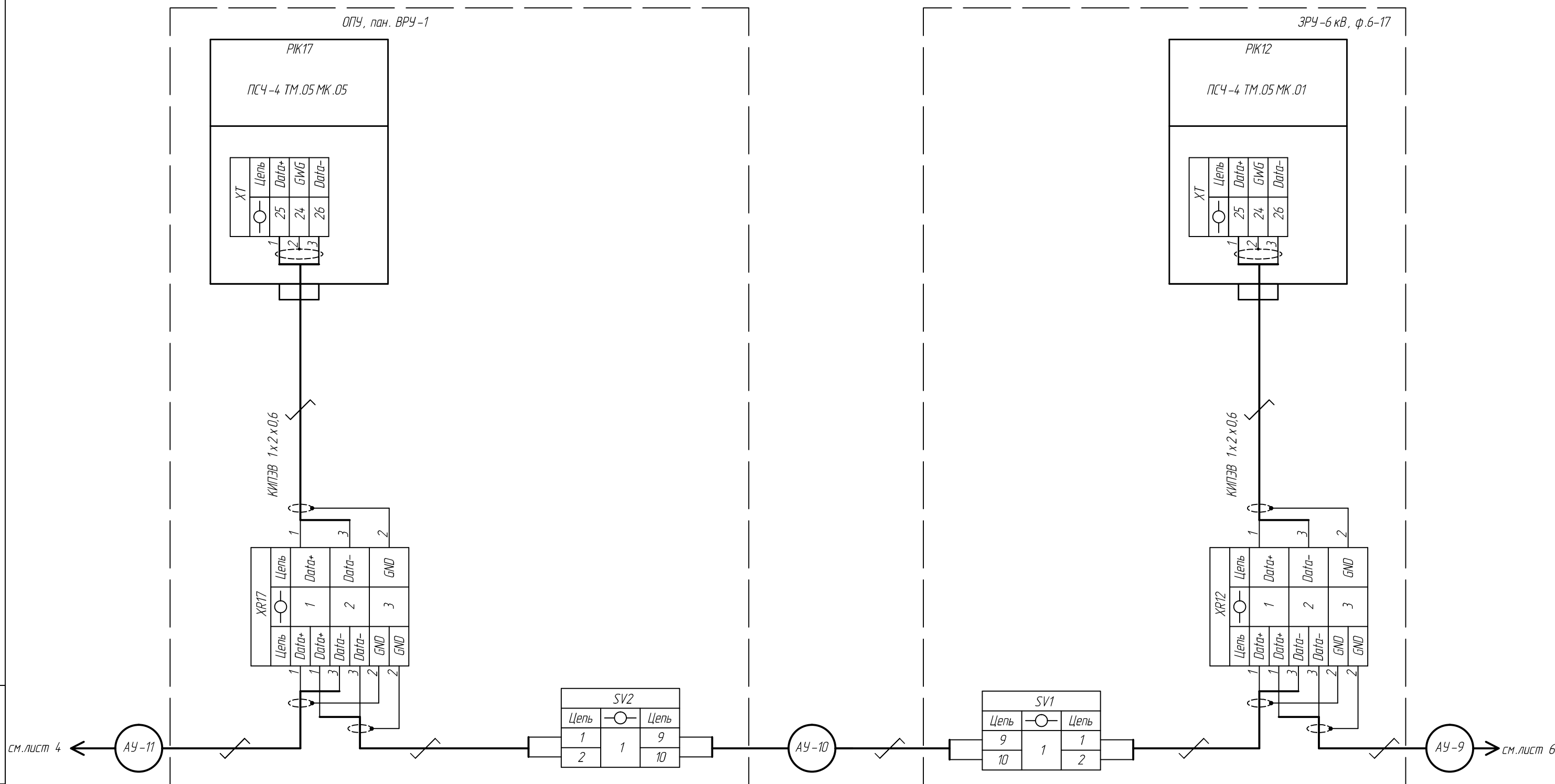
3

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол. уч.	Лист
№ док.	Подп.	Дата

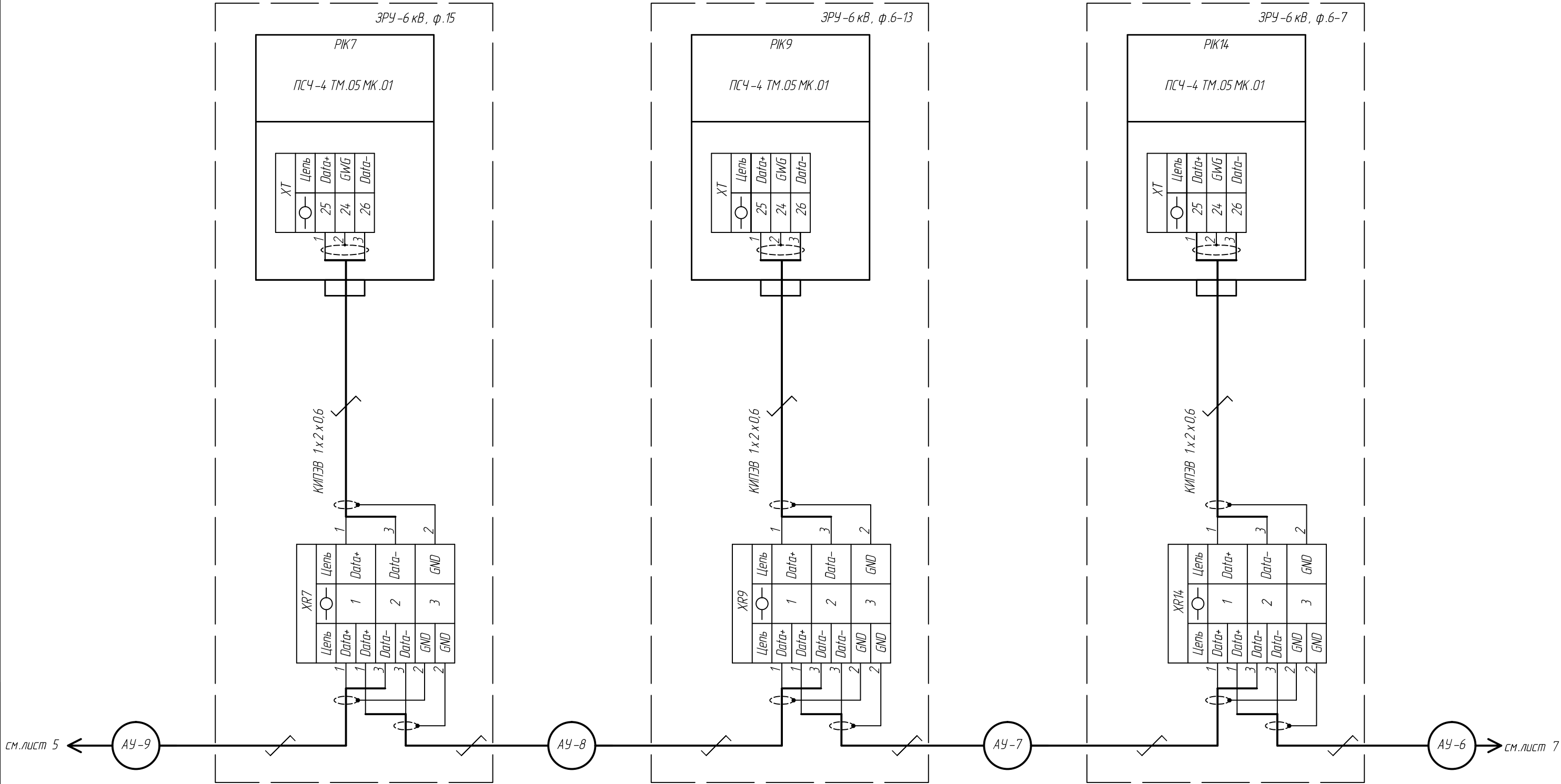
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.С5.02

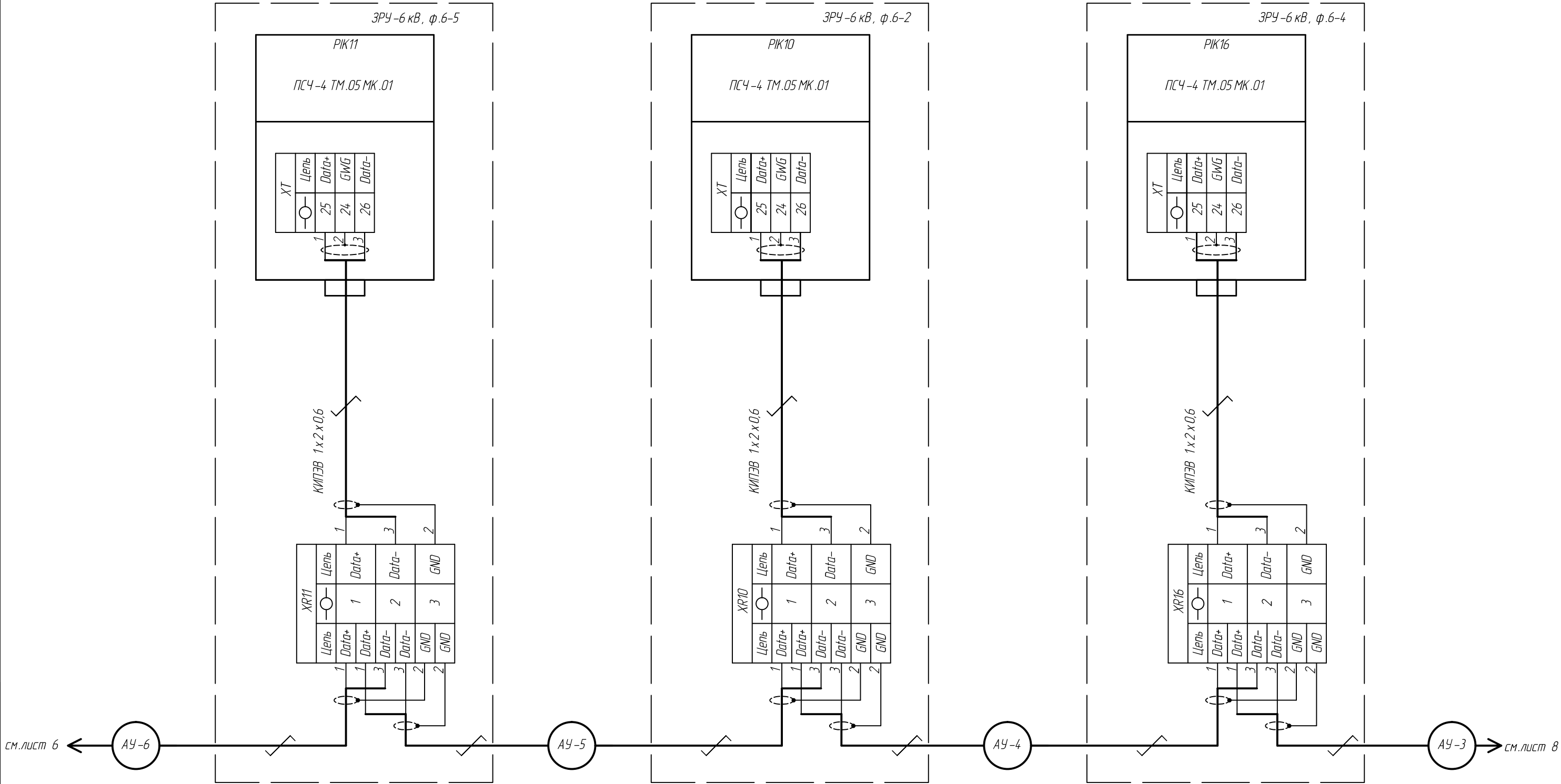


Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

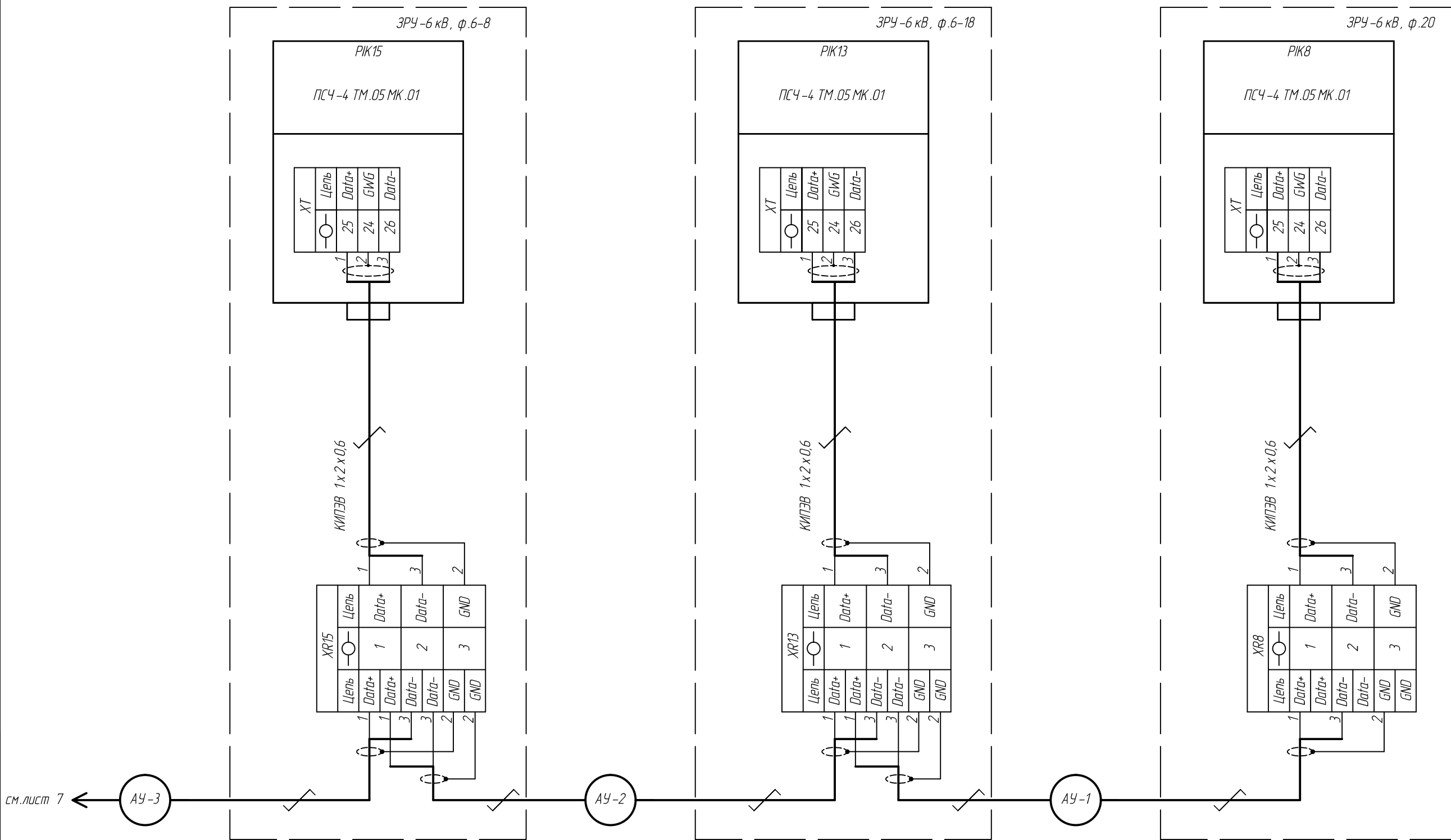


						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.С5.02	Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		5





Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

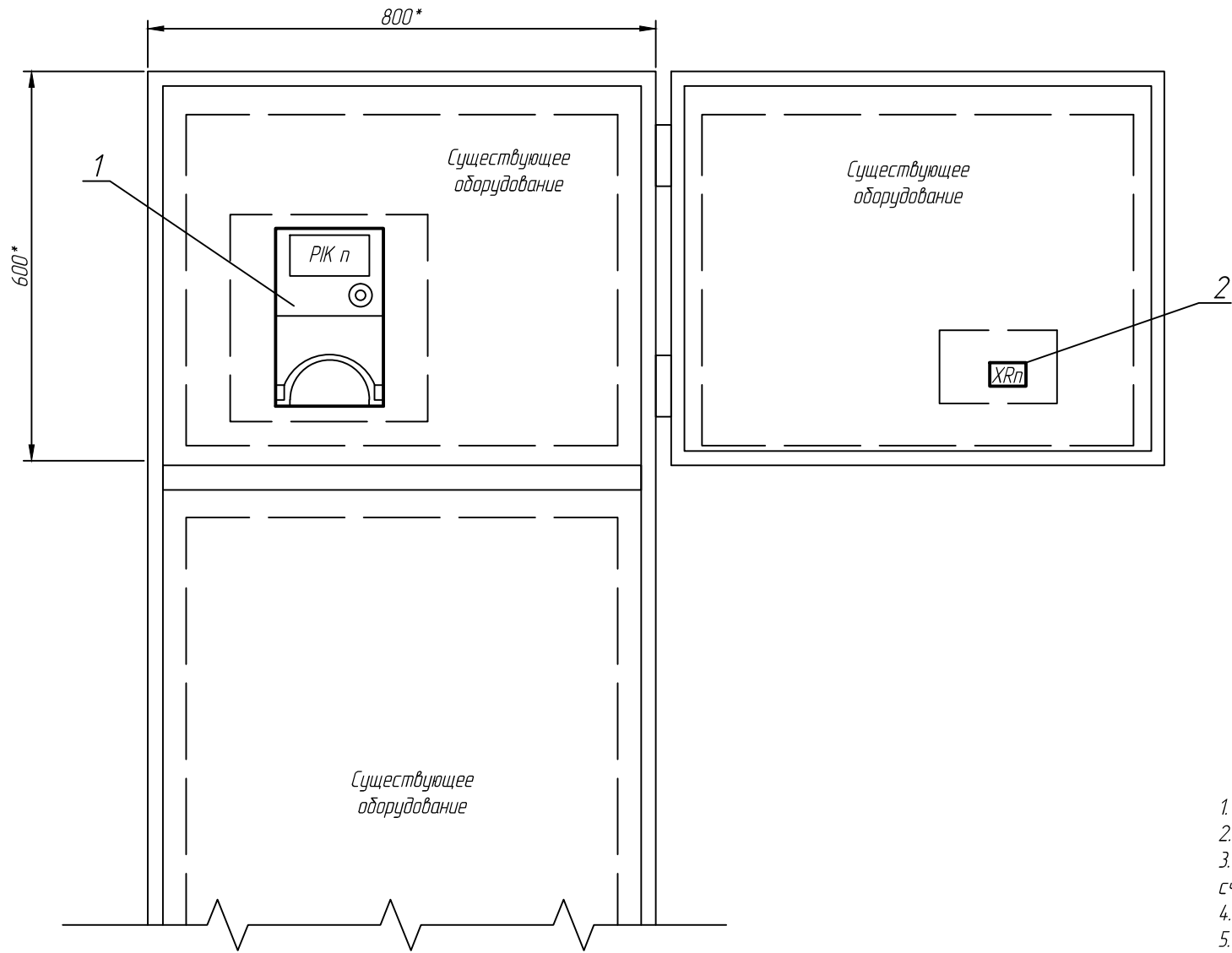
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.С5.02

Формат А3

Auctm

8

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –6 кВ, ф. N



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РИК n	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR n	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

Таблица применения

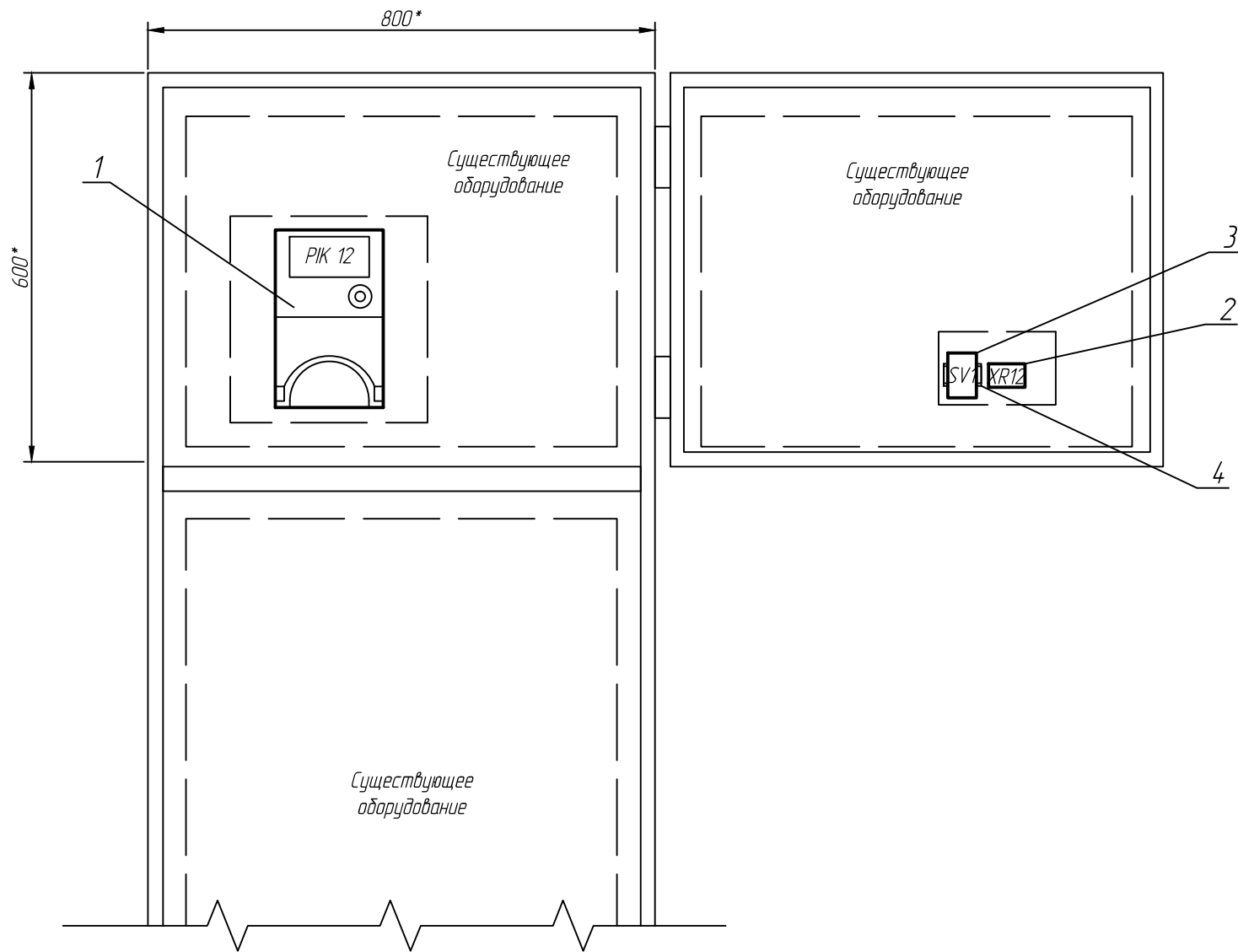
Наименование присоединения, ф.N	РИК n
ф. 15	7
ф. 20	8
ф. 6-13	9
ф. 6-2	10
ф. 6-5	11
ф. 6-18	13
ф. 6-7	14
ф. 6-8	15
ф. 6-4	16

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.11. РД.СА			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	5
Провер.		Козлов			2020	Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –6 кВ, ф. 6–17



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК 12	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	1	
2	ХR 12	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3	SV1	ГЗКС –1/в – модуль грозозащиты RS-485	1	
4		Монтажная DIN – рейка, L=100 мм	1	
5		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	10	

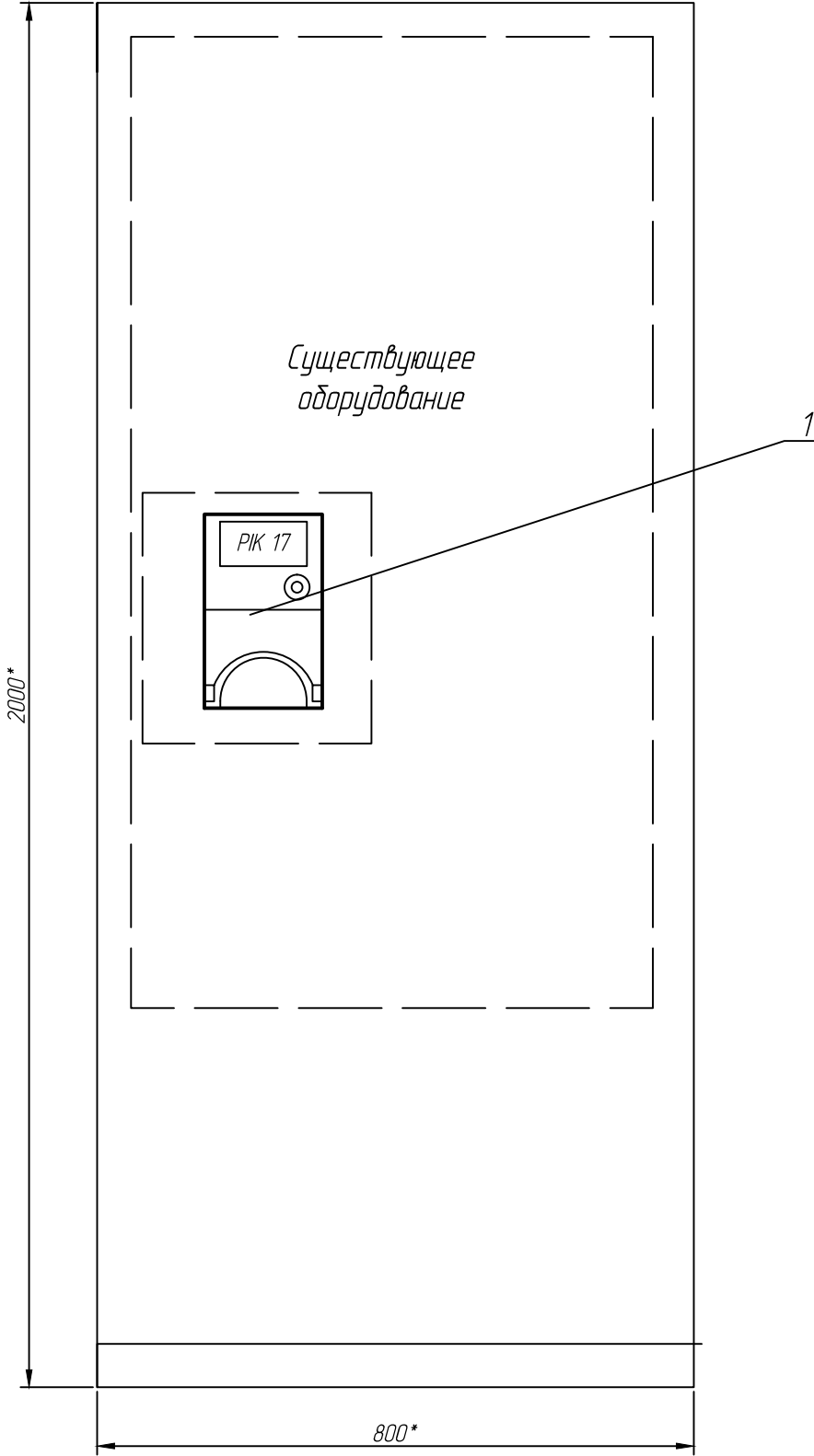
- Утолщенной линией показано внодь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Внодь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии, разветвитель интерфейса и монтажную DIN- рейку установить при помощи саморезов поз.5.
- Модуль грозозащиты установить на монтажную DIN- рейку.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.СА	Лист
							2

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

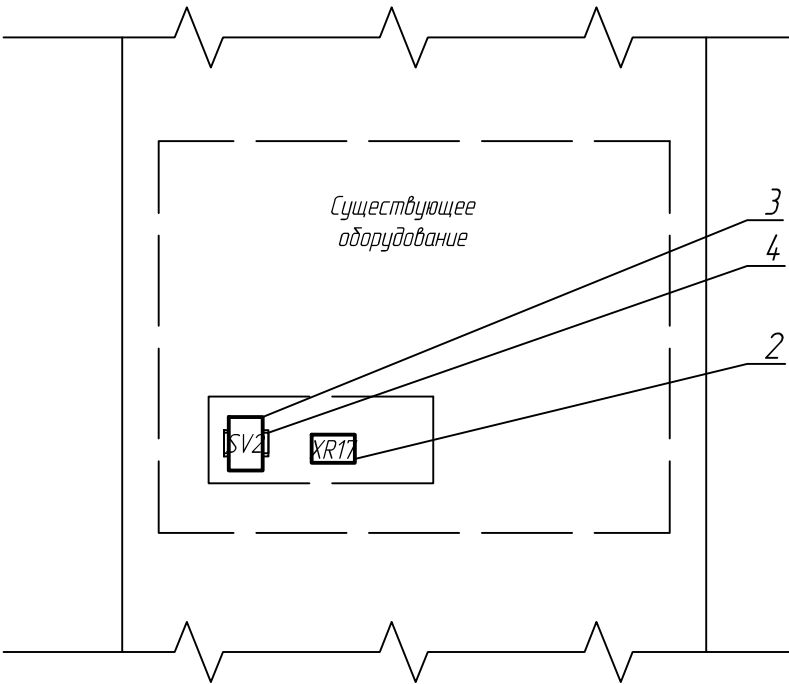
Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, пан. ВРУ-1

Вид спереди



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK 17	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	1	
2	XR 17	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3	SV2	ГЗКС-1/д - модуль грозозащиты RS-485	1	
4		Монтажная DIN - рейка, L=100 мм	1	
5		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	10	

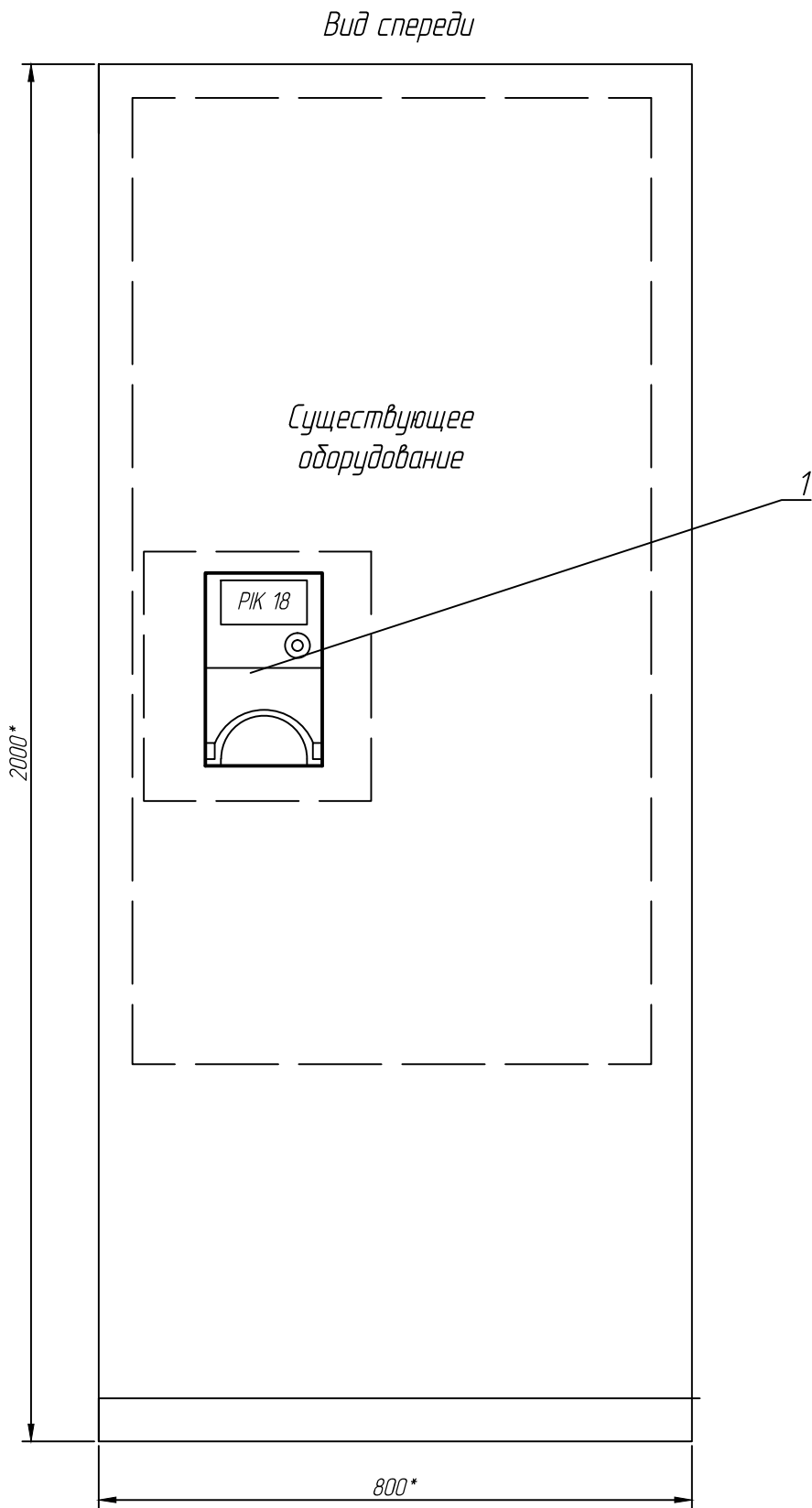
Вид сзади



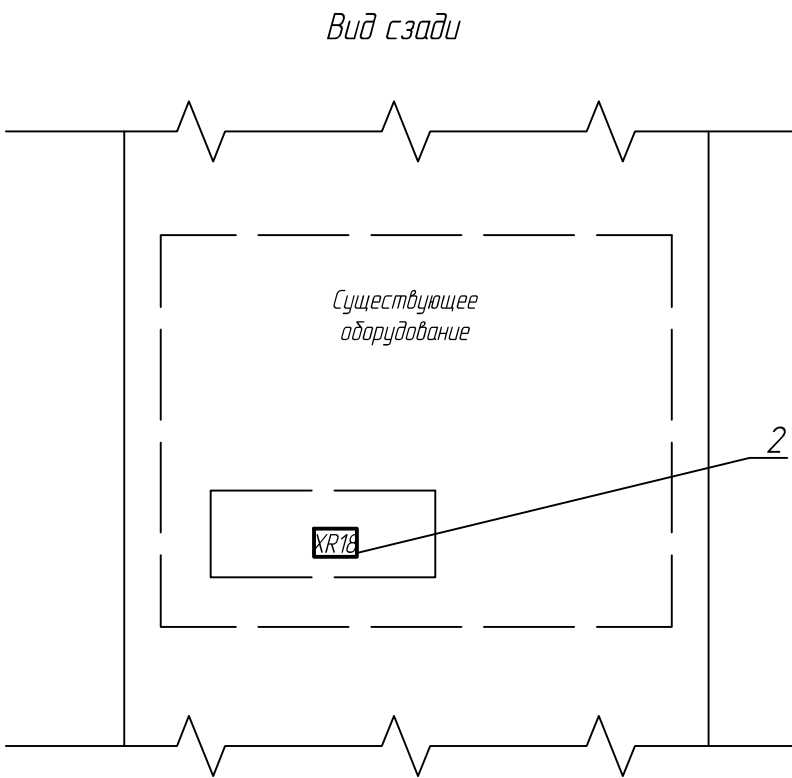
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии, разветвитель интерфейса и монтажную DIN-рейку установить при помощи саморезов поз.5.
- Модуль грозозащиты установить на монтажную DIN-рейку.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.СА	Лист
							3

Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, пан. ВРУ-2



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 18	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	1	
2	ХР 18	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

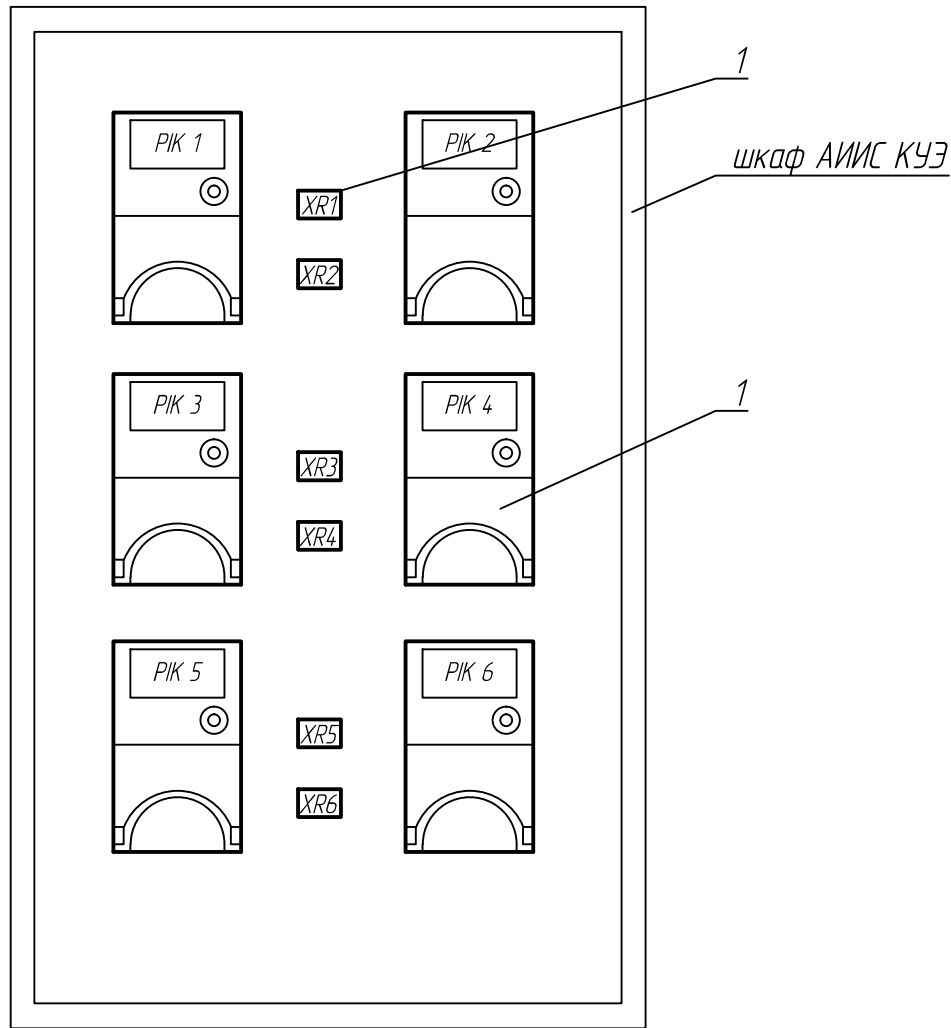


- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.СА	Лист
							4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, шкаф АИИС КУЭ существующий



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK 1-PIK 6	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	6	
2	XR 1-XR 6	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	6	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	42	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.СА	Лист
							5
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

				Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы	Примечания					
				1	2	3	4	5	6	7	8	9					
					Монтаж в ПС												
					Приборы												
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(57,7-115)/(100-200)	ПСЧ-4ТМ.05МК.01		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	16							
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(120-230)/(208-400)	ПСЧ-4ТМ.05МК.05		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	2							
					Комплект УСД-2.03/1	УСД-2.03/1		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	1							
					Электроаппаратура												
					Модуль грозозащиты	ГЗКС-1/Д		ЗАО ИТФ "Системы и технологии"	шт	2							
					Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт	18							
					Кабели и провода												
					Кабель для интерфейса RS-485 (витая пара)	КИПЭВнг (А)-LS 1х2х0,6		НПП "Спецкабель"	м	200							
					Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 3х2,5	ГОСТ Р 53769-2010			м	45							
				Согласовано					Монтажные материалы								
									Труба гофрированная ПНД, d=20мм			"TDM Electric"	м	140			
					Держатель со стяжкой CFF1 32-63			"TDM Electric"	шт	80							
					Монтажная DIN-рейка 35/7,5				м	0,2							
					Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16				шт	132							
					Ремешок -хомут 300х4,8 (JSS 4,8х300)	JSS 4,8х300			шт	80							
					Бирка кабельная маркировочная У134 У3.5	У134 У3.5			шт	28							
						0				0							
	Взам. инв №																
	Подпись и дата																
	Инв. № подл.																
1. Монтажные материалы допускается заменять на аналоги.												ИЗТ.83.2020.03СК.11.РД.В4					
														АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
						Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"			Страница	Лист	Листов
						Разраб.		Логашева			2020				Р		1
						Проверил		Козлов			2020	Спецификация оборудования, изделий и материалов			ООО "Инэнерготех"		
						Н.контр.											
Утв.		Савченко			2020												

Копировал

Формат А3

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменская"

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.ТРП

2020

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД	Техническая документация	49		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.РД	Рабочая документация	14		

Технические решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правил взрывобезопасности, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Главный инженер проекта

А.В.Савченко

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ВД			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №13 «ш.Краснокаменская» Ведомость технорабочего проекта	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Козлов					ТП		1
							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменская"

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №				

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменская" Ведомость ТД	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Козлов					ТП	2	46
							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменская".

Технорабочий проект выполнен на основании:

- *Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;*
- *Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЗСК».*

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ №13 «ш.Краснокаменная» находится в г.Киселевске и имеет распределительные устройства 35 и 6кВ.

В настоящее время подстанция присоединяется к энергосистеме двумя отпайками от ВЛ-35-АК-1 и ВЛ-35-АК-2

На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6кВ мощностью 16МВА. Параллельная работа двух трансформаторов на ПС запрещена.

ЗРУ-6кВ выполнена по системе двух секций 6кВ с секционным разъединителем.

ПС 35/6кВ №13 «ш.Краснокаменная» установлена существующая система АИИС КУЭ.

Вновь устанавливаемая система АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» на ПС 35/6кВ №13 «ш.Краснокаменная» устанавливается в параллельную работу.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КЧЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;
- обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.

Взам. инв. №	<p>энергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.</p> <p>Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.</p> <p>Основные цели АИИС КУЭ:</p> <ul style="list-style-type: none">- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;- обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.							
	Подл. и дата							
Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД	Лист
								3
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;
- выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;
- оценки, локализация, поиск потерь электроэнергии;
- формирования всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

Основные функции АИИС КУЭ:

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСПД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСПД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

14 Описание процесса деятельности

Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменская" представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.

Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 4
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД			

составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи GSD и GPRS.

15 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожара- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

16 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД		Лист
											5
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21.404-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21.406-88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303-80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304-82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001-83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958-76 Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861-83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.

ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист 6
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

1.7 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказом по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 –Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер по обслуживанию оборудования	1
Техник-электромеханик	2

Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ

Взам. инв. №	Подп. и дата	Таблица 3.1 –Перечень категорий работников и число штатных единиц							
		Должность			Количество специалистов				
		Системный администратор			1				
		Инженер по обслуживанию оборудования			1				
		Техник–электромеханик			2				
Инв. № подл.		Системный программист–администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.							
		Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ							
								ИЗТ.83.2020.ОЭСК.10.ТД	Лист 7
		Изм.	Кол.чч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно–технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно–технической документации;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">— регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;— осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электро-энергии;— осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;— выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архи-ве.— обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;							
									ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		8

- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

1.9 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматически опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.</p> <p>Ремонтный режим работы</p> <p>В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.</p> <p>Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.</p>					
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД		Лист
								9
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:

технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;

компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;

на компьютерах установлено программное обеспечение.

Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.

1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КУЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5S – для счетчиков трансформаторного включения.

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии.

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.</p> <p>Установка счетчиков электроэнергии.</p> <p>Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.</p> <p>Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.</p>																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.лч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД		Лист 10
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																					

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД	Лист	
							11	

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип Существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ф. №8 ВВ6-Т-1	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Нет данных	Нет данных	ЗНО/1.06-6УЗ	6000/100
2	ф. №38 ВВ6-Т-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Нет данных	Нет данных	ЗНО/1.06-6УЗ	6000/100
3	Ф.6	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТП/1-10	300/5	ЗНО/1.06-6УЗ	6000/100
4	Ф.23Г	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТП/1М-10	150/5	ЗНО/1.06-6УЗ	6000/100
5	Ф.16	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Нет данных	Нет данных	ЗНО/1.06-6УЗ	6000/100
6	Ф.29	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Нет данных	Нет данных	ЗНО/1.06-6УЗ	6000/100
7	ТСН-1, ТСН-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ	Нет данных	Нет данных		

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист
							12

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИБК). ИБК – совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИБК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

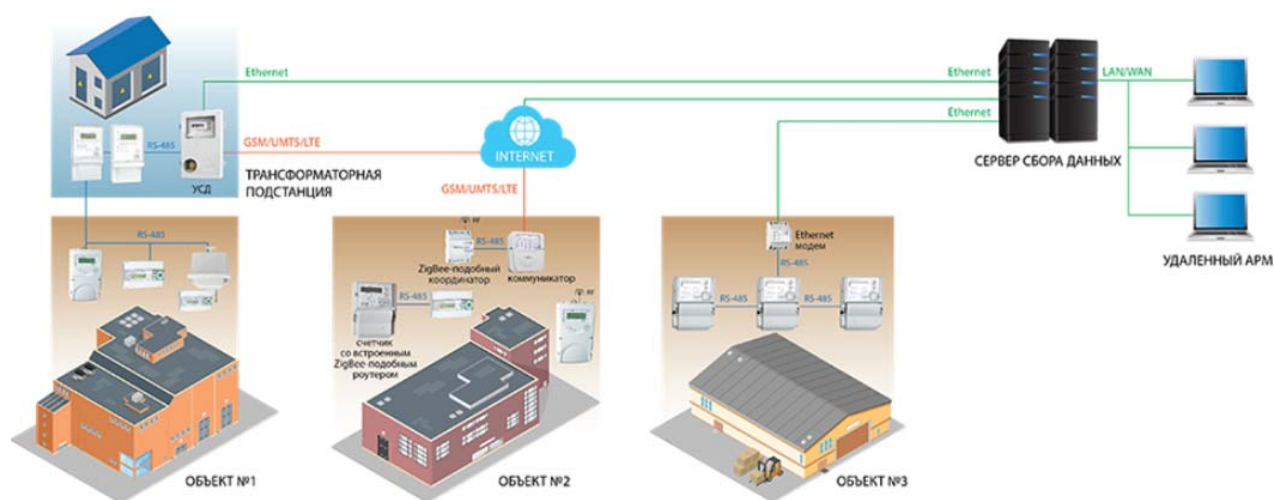
- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - полчасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).Считывание журнала событий УСД.Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.							
									ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист
										14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
							ИЭТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист
								15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист	
							16	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		<div>4.2 Организация информационного обеспечения</div> <div>Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.</div> <div>Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.</div>								
												ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД		Лист
														17
Изм.		Кол.уч.		Лист		№ док.		Подп.		Дата				

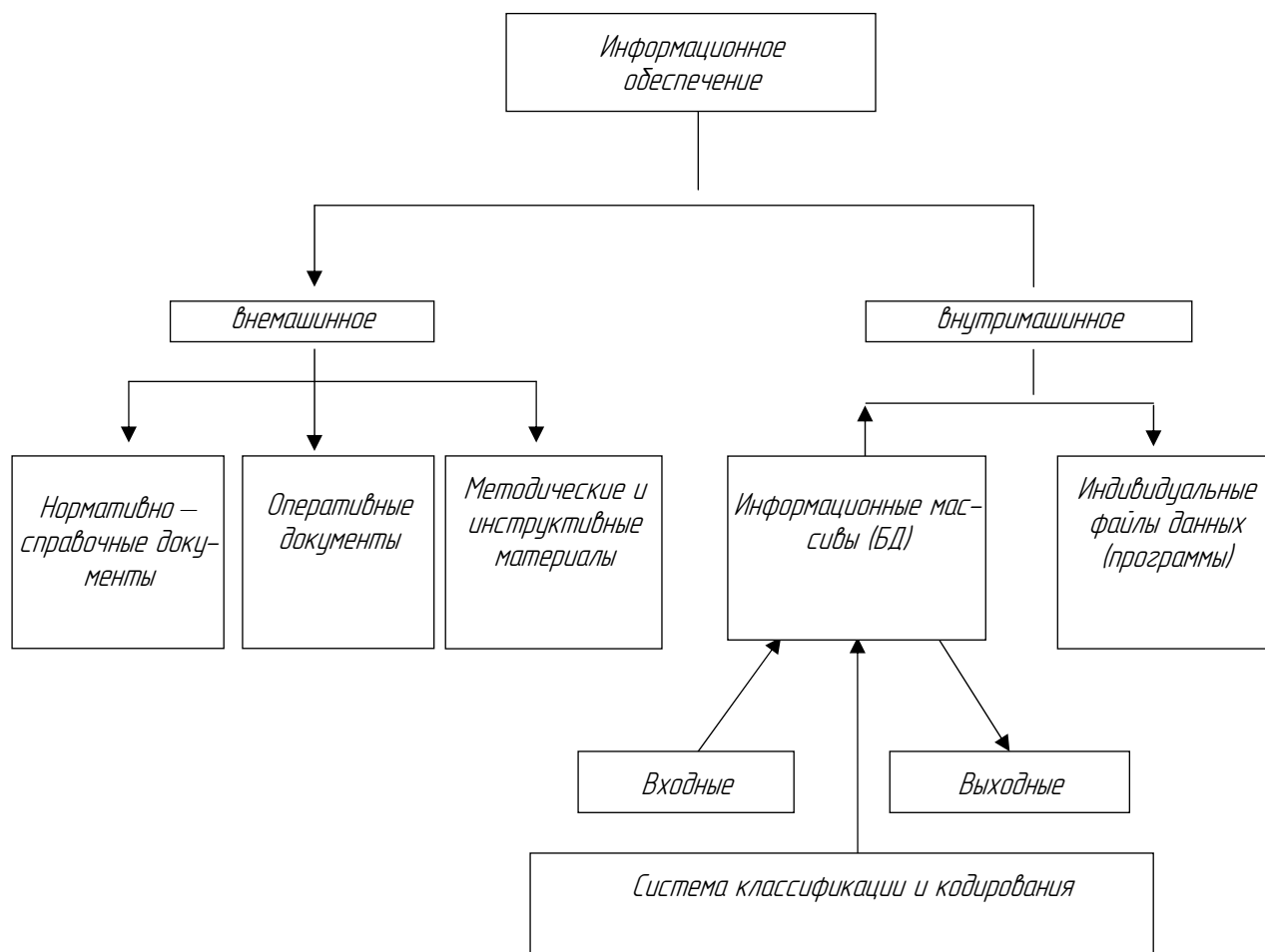


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист 18
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

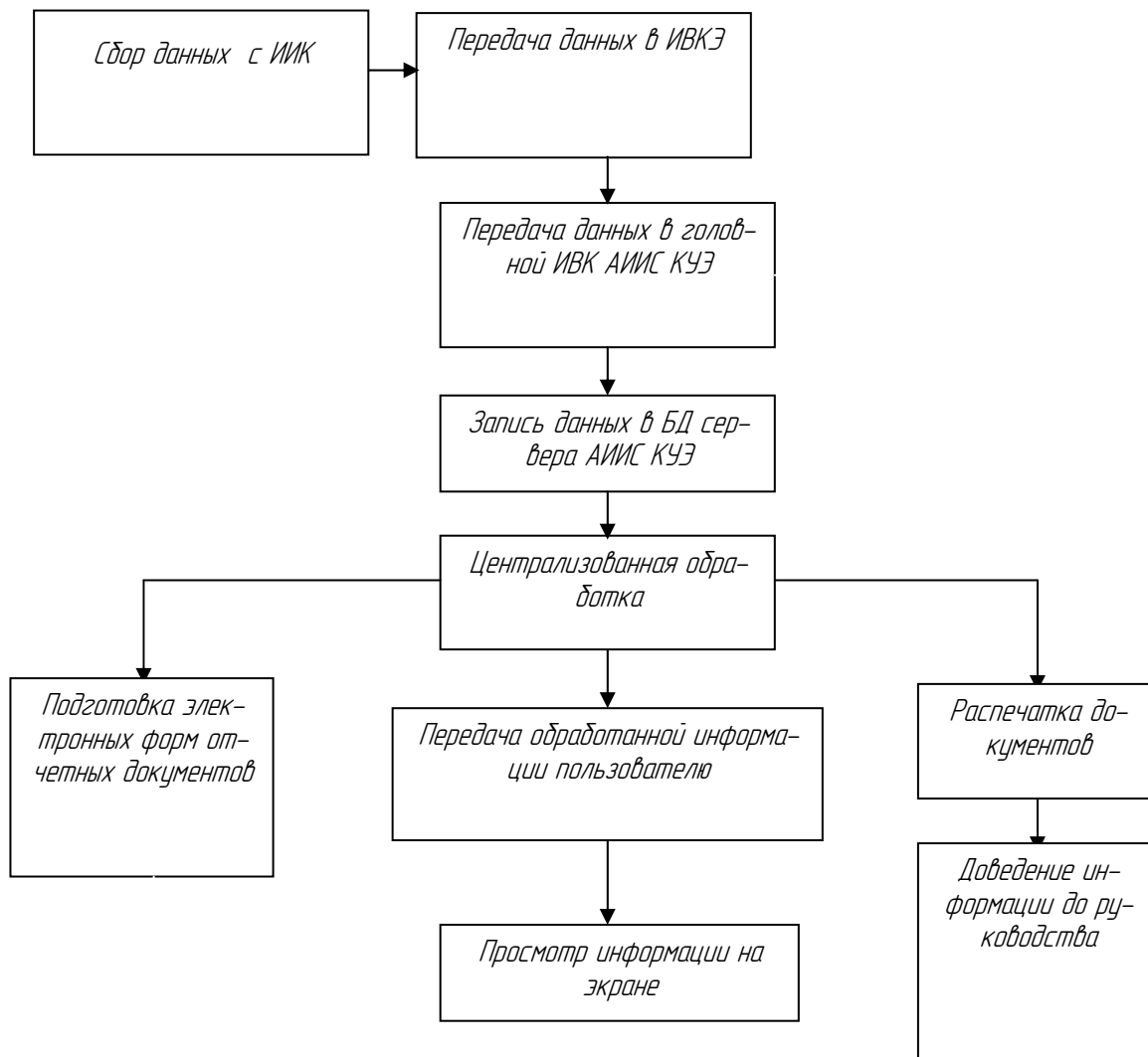


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внешинной информации

Внешинная информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД	Лист
							19

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД	Лист	
							20	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных перетоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствует ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM.02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках \square до 144;

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА					
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии					
Подп. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).					
	Тарификатор:					
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;					
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД						
Изм.	Кол.чч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист
						21

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									22	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Взам. инв. №	<i>нему, заднему фронту или обоим фронтам);</i> <ul style="list-style-type: none"><i>как вход телесигнализации.</i> <i>Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:</i> <ul style="list-style-type: none"><i>ограничения мощности нагрузки;</i><i>ограничения энергии за сутки;</i><i>ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа ме- сяца);</i><i>контроля напряжения сети;</i><i>контроля температуры счетчика;</i>						
	Подп. и дата						
Инв. № подл.							
							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД			24

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с I _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист
							25

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I_{\delta} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_{\delta}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I_{\delta} \leq I < I_{\delta}$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист 28
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4 ТМ.05МК.01 относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.</p> <p>В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°С.</p> <p>5.6 Защита от несанкционированного доступа</p> <p>Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.</p> <p>Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.</p>						
			<p>ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД</p>						Лист
									29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН»

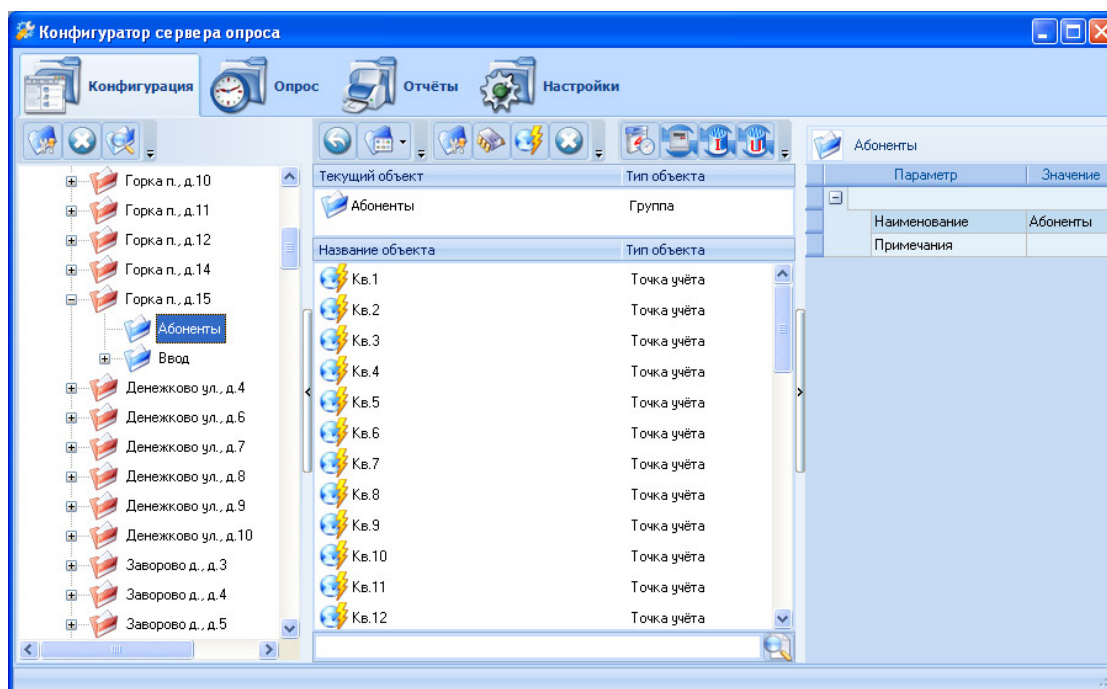
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» представлено на сайте производителя и может быть использовано в свободном доступе.

Сервер Опроса

Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

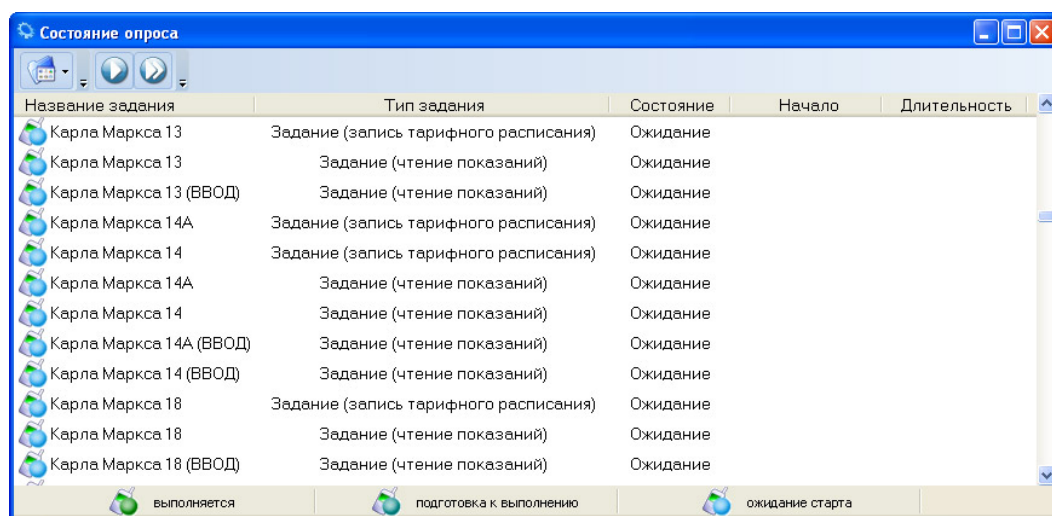
ИЭТ.83.2020.03СК.10.ТД

Лист

31

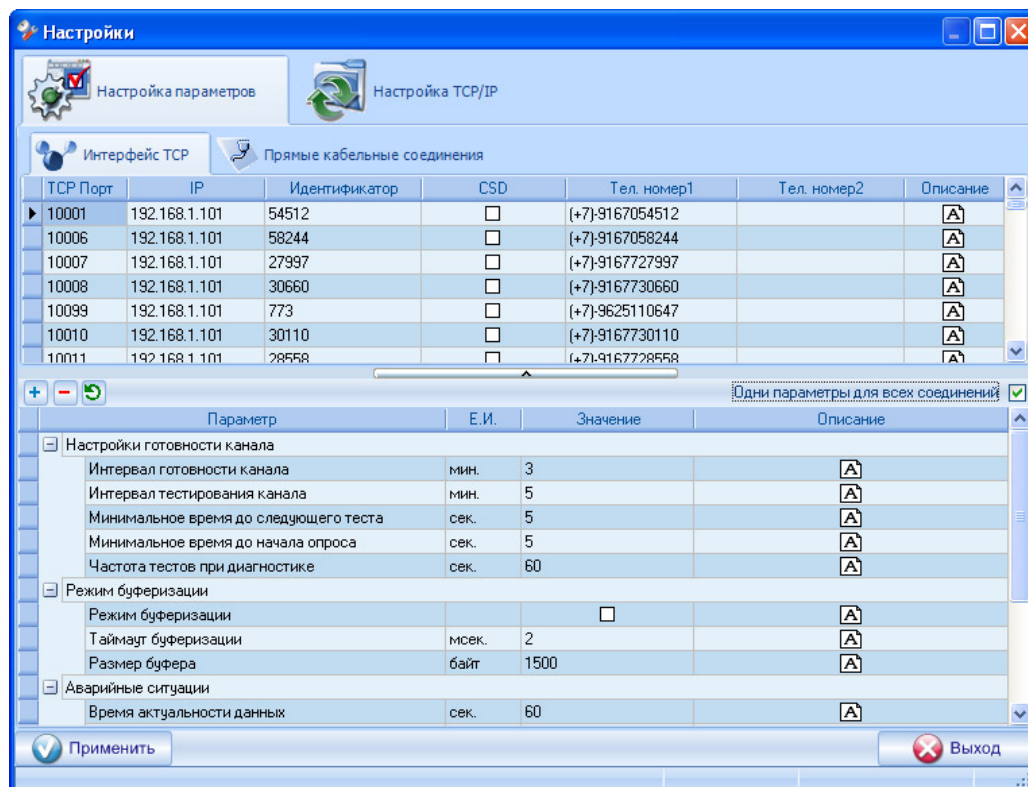
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.10.ТД

Лист

32

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф	Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.307	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	2	372	418	46

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	653	910	65

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист
							33

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКУ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЗ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующие:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">- поверку АИИС КУЭ;- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.							
	Подп. и дата	<p style="text-align: center;">7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока</p> <p>Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.</p> <p>Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.</p>						
Инв. № подл.								ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД
							34	
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электро-энергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).</p> <p>Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.</p> <p>7.6 Контроль точности результатов измерений</p> <p>Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.</p> <p>Задачами контроля точности являются проверки:</p>							
									ИЭТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		35

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f(5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f(20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД	Лист
											36
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

<i>Элемент системы</i>	<i>Тип</i>	<i>Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений</i>
<i>Счетчик</i>	<i>ПСЧ-4 ТМ.05.МК</i>	<i>62838</i>

<i>Инд. № подл.</i>	<i>Подп. и дата</i>	<i>Взам. инв. №</i>

						<i>ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД</i>	<i>Лист</i>
							<i>37</i>
<i>Изм.</i>	<i>Колуч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

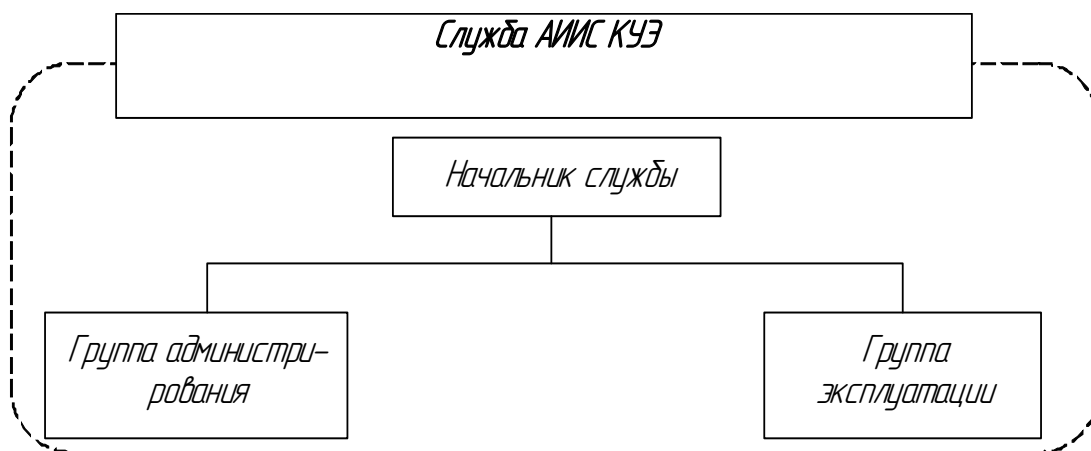


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист					
										38				
			<p>– внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.</p> <p>– обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;</p> <p>Основные функции группы эксплуатации:</p> <p>– контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;</p> <p>– проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;</p> <p>– проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;</p>						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата									

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КУЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КУЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КУЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КУЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КУЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД	Лист
										39
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 7 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

Согласно ГОСТ 27.002–89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надёжности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии;
- УСПД.

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003–90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	7

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003–90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

Измерительные ТТ и ТН относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									40
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Щкаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надёжности:

- а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:
средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;
средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.
- б) для счетчиков электроэнергии:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;
среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.
- в) для системы шкафов УСПД:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;
время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надёжности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надёжности.

Расчет показателей надёжности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надёжности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надёжности приведены в таблице.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЗ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД		Лист
								41

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	7	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИМК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	7	165000	0,0000424
Итого для ИМК					0,0000424

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИБКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИБКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	<table><tr><td>Поз.</td><td>Наименование</td><td>Тип</td><td>Кол.</td><td>Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч</td><td>Интенсивность отказов λ, 1/ч</td></tr><tr><td>1</td><td>УСПД</td><td>Комплект УСД-2.03/1</td><td>1</td><td>160000</td><td>0,00000625</td></tr><tr><td colspan="5">Итого для ИВКЭ</td><td>0,00000625</td></tr></table>						Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч	1	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	0,00000625	Итого для ИВКЭ					0,00000625
			Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч																		
			1	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	0,00000625																		
Итого для ИВКЭ					0,00000625																					
<p>Расчет произведен по формулам:</p> $\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \tag{1}$ <p>где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,</p>																										
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>									Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<p>ИЭТ.83.2020.03СК.10.ТД</p>			<p>Лист</p> <p>42</p>								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																					

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0000486742$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 20544 \text{ ч.}$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 20544 / (2 + 20544) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$					
			$K_r=20544/(2+20544)=0,99.$					
			<p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-</p>					
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД		Лист
								43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КЧЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжелых последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									44
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;
 - доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.10.ТД	Лист 45
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;

- резервирование коммерческой информации на внешние носители.

в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:

- поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;

г) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;

- для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.

д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;

- полное тестирование и выявление неисправных устройств;

- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП.

Расчет и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t ,$$

где Q — количество запасных элементов;

N — количество элементов на подстанции;

t — % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:</p> $Q = N * t ,$ <p>где Q – количество запасных элементов;</p> <p>N – количество элементов на подстанции;</p> <p>t – % (на основании договора).</p> <p>Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».</p>							
									ИЗТ.83.2020.ОЭСК.10.ТД	Лист
										46
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6 кВ №13 “ш.Краснокаменская”

ТОМ 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.10. РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.СБ.01	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.СБ.02	Схема электрическая принципиальная распределительной сети	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.С 7	План расположения оборудования и проводок	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.С 5.01	Схема подключения вторичных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.С 5.02	Схема подключения информационных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

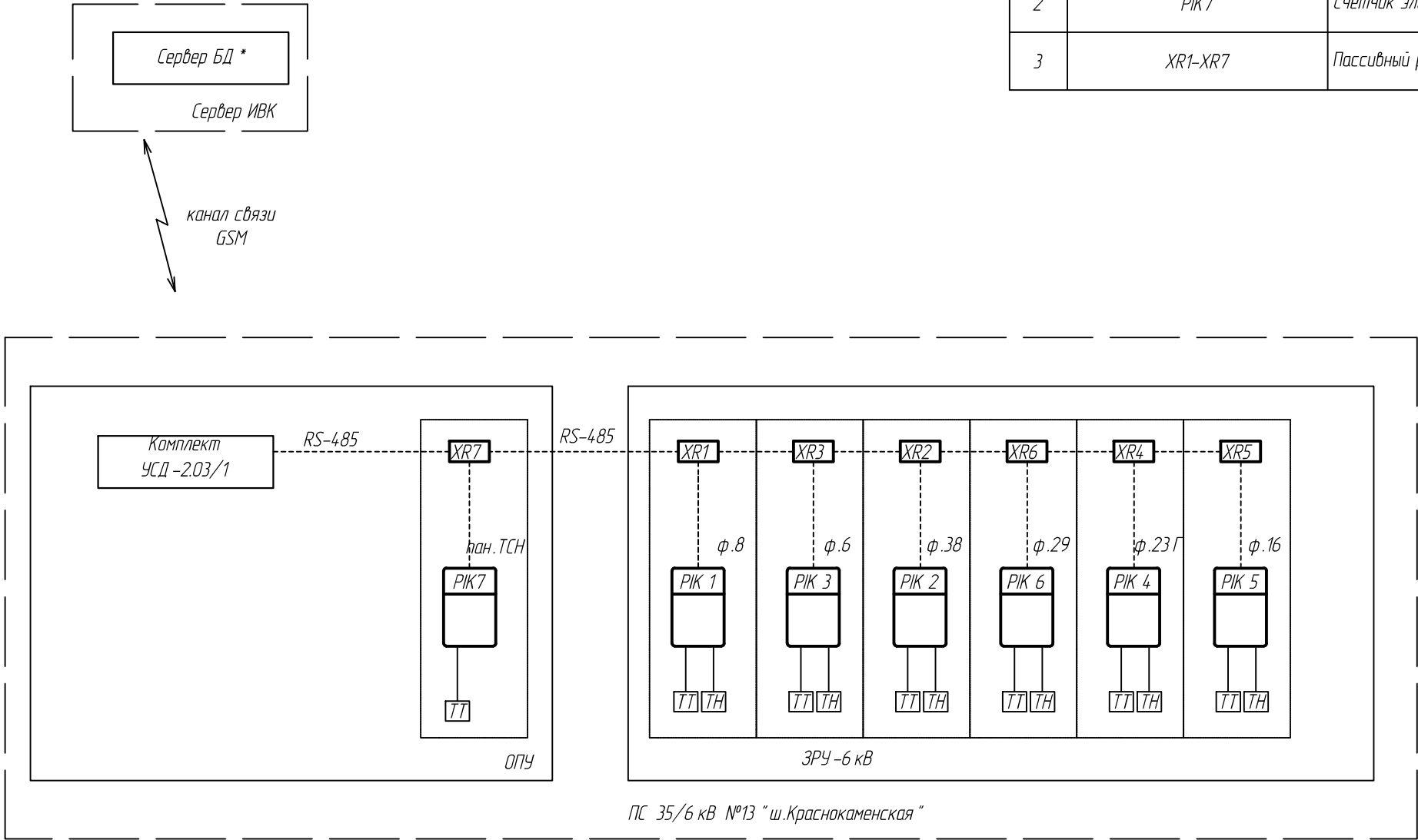
Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем.
Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.ТП

ПС 35/6кВ №13
"ш.Краснокаменская"

Стадия	Лист	Листов
Р		1
ООО "Инэнерготех"		

Согласовано			
Взам. инв. №			
Подпись и дата			
Инв. № подл.			

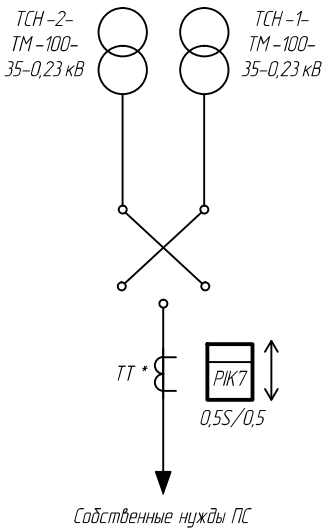
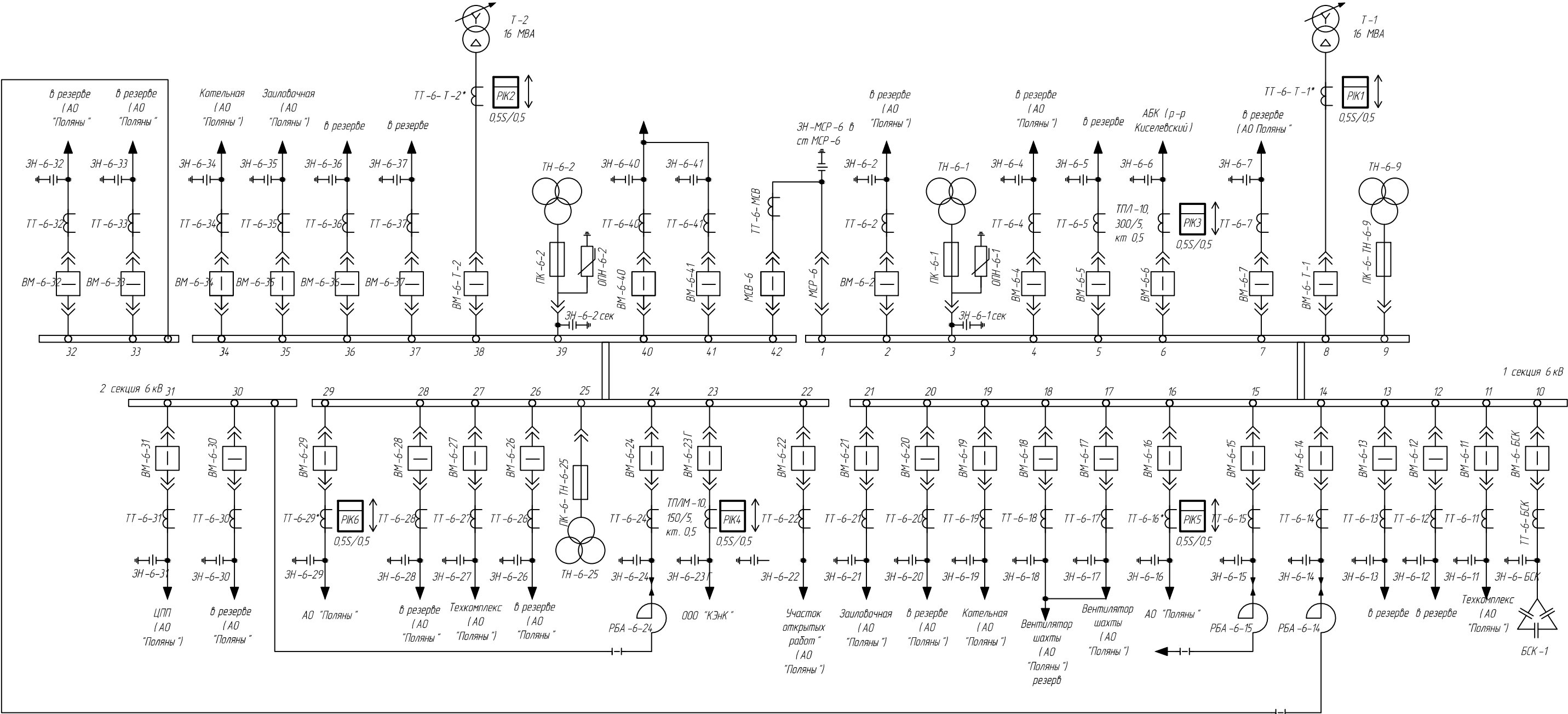


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK1- PIK6	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	6	
2	PIK7	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	1	
3	XR1-XR7	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	7	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

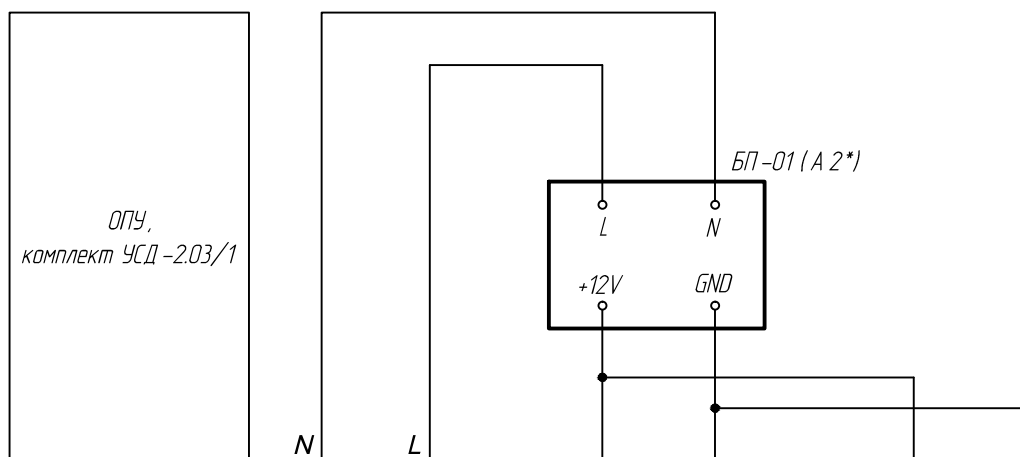
						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.10. РД.С 1				
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменная"	Стадия	Лист	Листов	
Разраб.		Логашева			2020		Р		1	
Провер.		Козлов			2020					
						Схема структурная	ООО "Инэнерготех"			
Утв.		Савченко			2020					

ПС 35/6 кВ №13 "ш. Краснокаменская"



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должны быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
- * - данные по оборудованию отсутствуют, перед монтажом убедиться в выполнении п.2 данного примечания.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.СБ.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р		1
Провер.	Козлов				2020	Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				



Характеристика электроприемника	Поз.	-	контроллер i-7188 XA	GSM модем iRZ TC65 Lite
	Тип	ХТ **	А 1*	А 3*
	Напряжение, В	~220 В	+12V	+12V
	Мощность, Вт	8	6	2
	Место установки	ОПУ, пан. ТСН	ОПУ, комплект УСД -2.03/1	ОПУ, комплект УСД -2.03/1

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.
3. ** - существующее оборудование. Место подключения питания УСД -2.03/1 определить при монтаже.

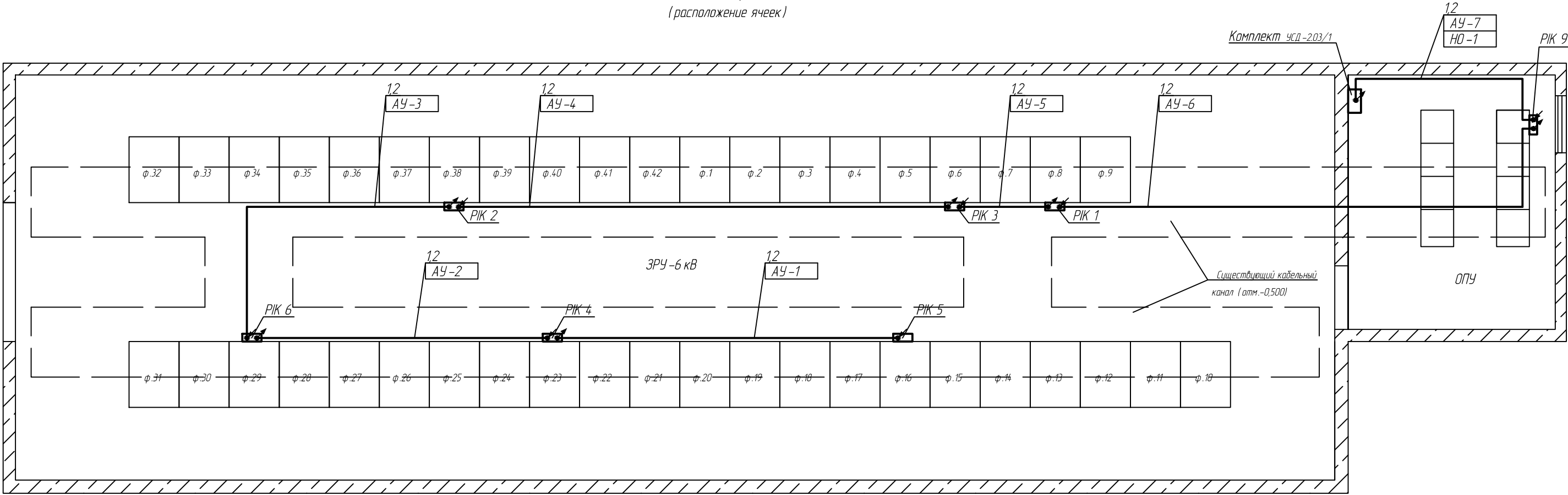
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.СБ.02

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.СБ.02				
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
Разраб.	Логашева			2020	ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменская"			Стадия	Лист	Листов
Провер.	Козлов		2020	Р					1	
					Схема электрическая принципиальная распределительной сети			ООО "Инэnergотех"		
Утв.	Савченко		2020							

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	100	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	16	

ПС 35/6 кВ №13 "ш.Краснокаменная"
ЗРУ-6 кВ, ОПУ
(расположение ячеек)



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.С 7					
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменная"	Стадия	Лист	Листов		
Разраб.		Логашева			2020		Р		1		
Провер.		Козлов			2020						
							ООО "Инэнерготех"				
Утв.		Савченко			2020						

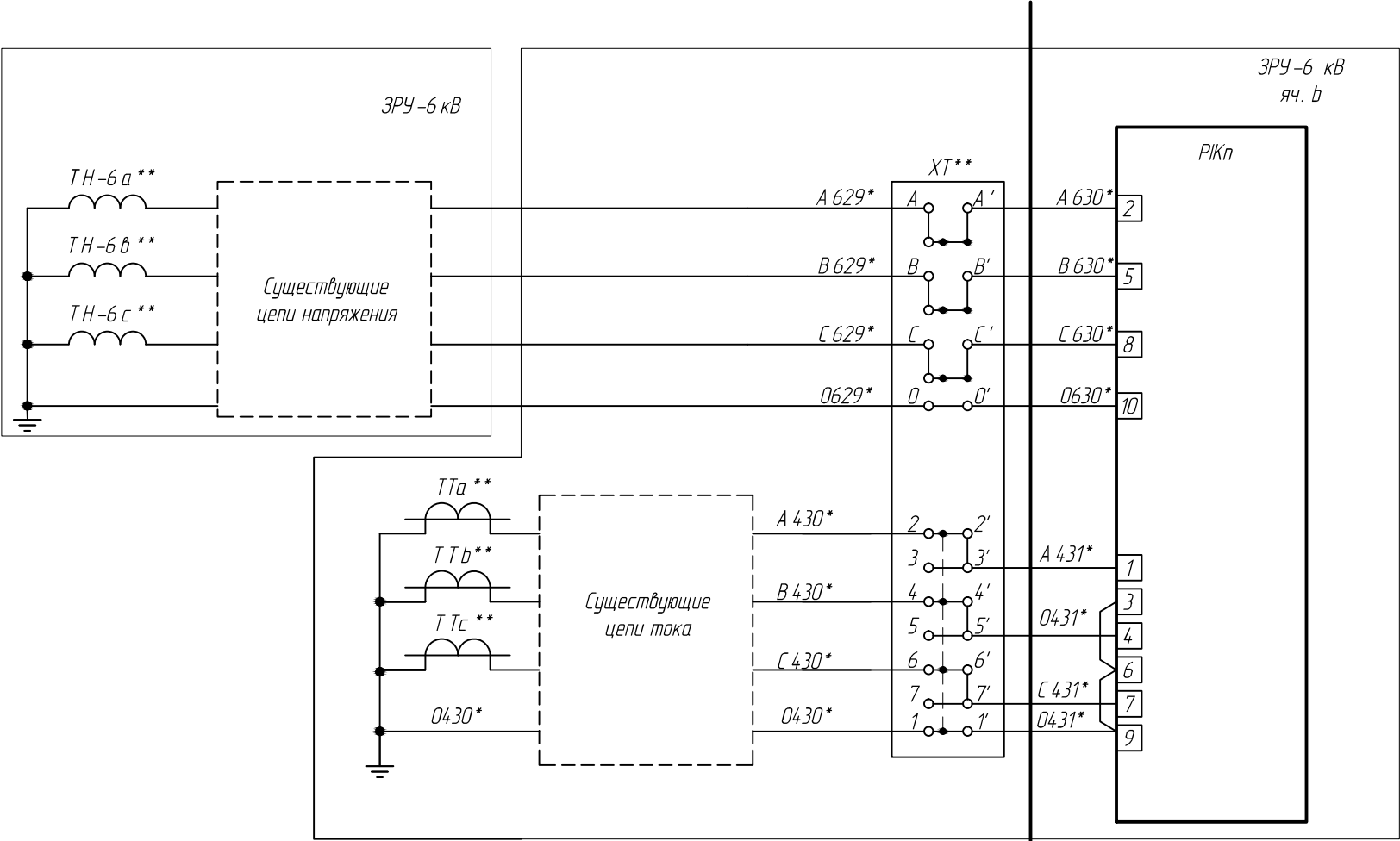
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №13 "ш.Краснокаменская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.10.РД)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	ЗРУ-6 кВ,яч. б	РК п
ВВ-Т-1, ф. 8	8	1
ВВ-Т-2, ф. 38	38	2
ф.6	6	3
ф.23 Г	23	4
ф.16	16	5
ф.29	29	6

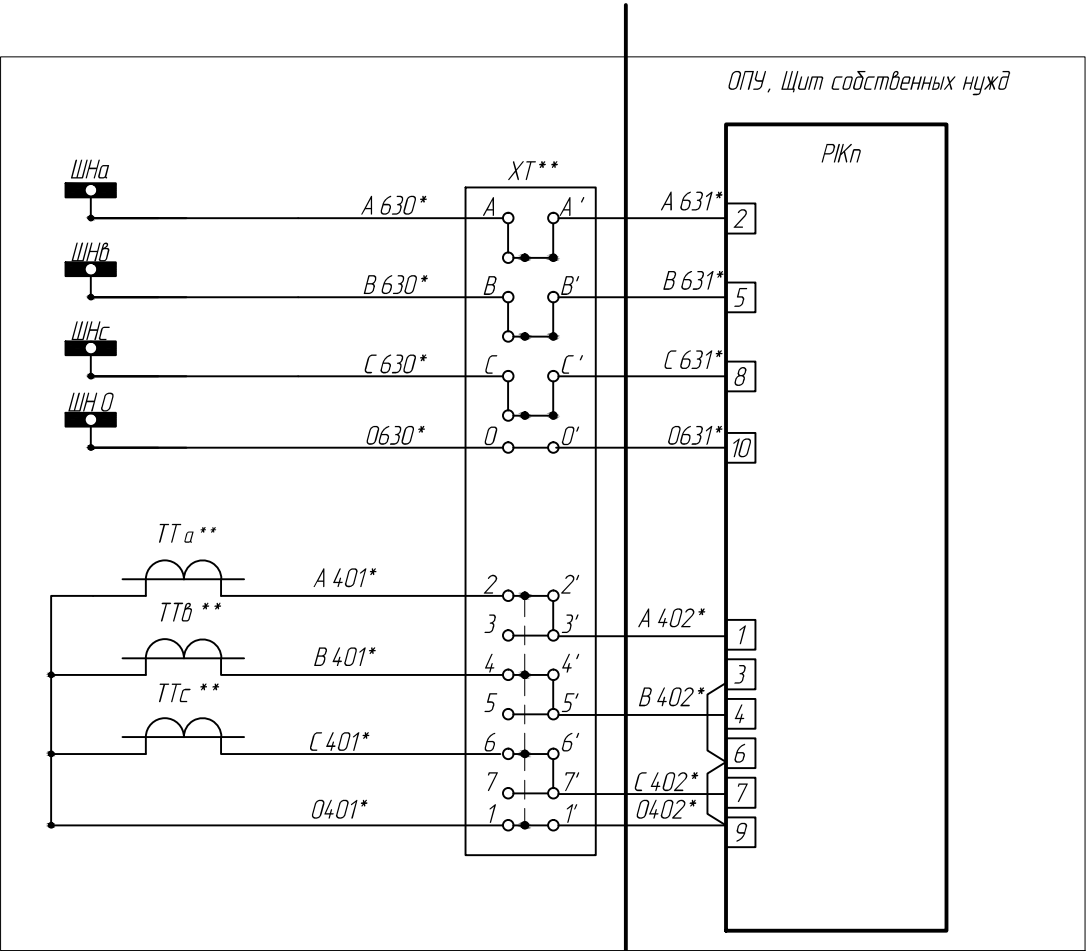
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
- Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.С 5.01

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменская"	Стадия	Лист
Разраб.		Логашева			2020		Р	1
Провер.		Козлов			2020	Схема подключения вторичных цепей	ООО "Инэнерготех"	
Утв.		Савченко			2020			

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №13 "ш.Краснокаменская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.10.РД)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РК п
ТСН-1, ТСН-2	7

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЕТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.С5.01

Лист

2

Согласовано

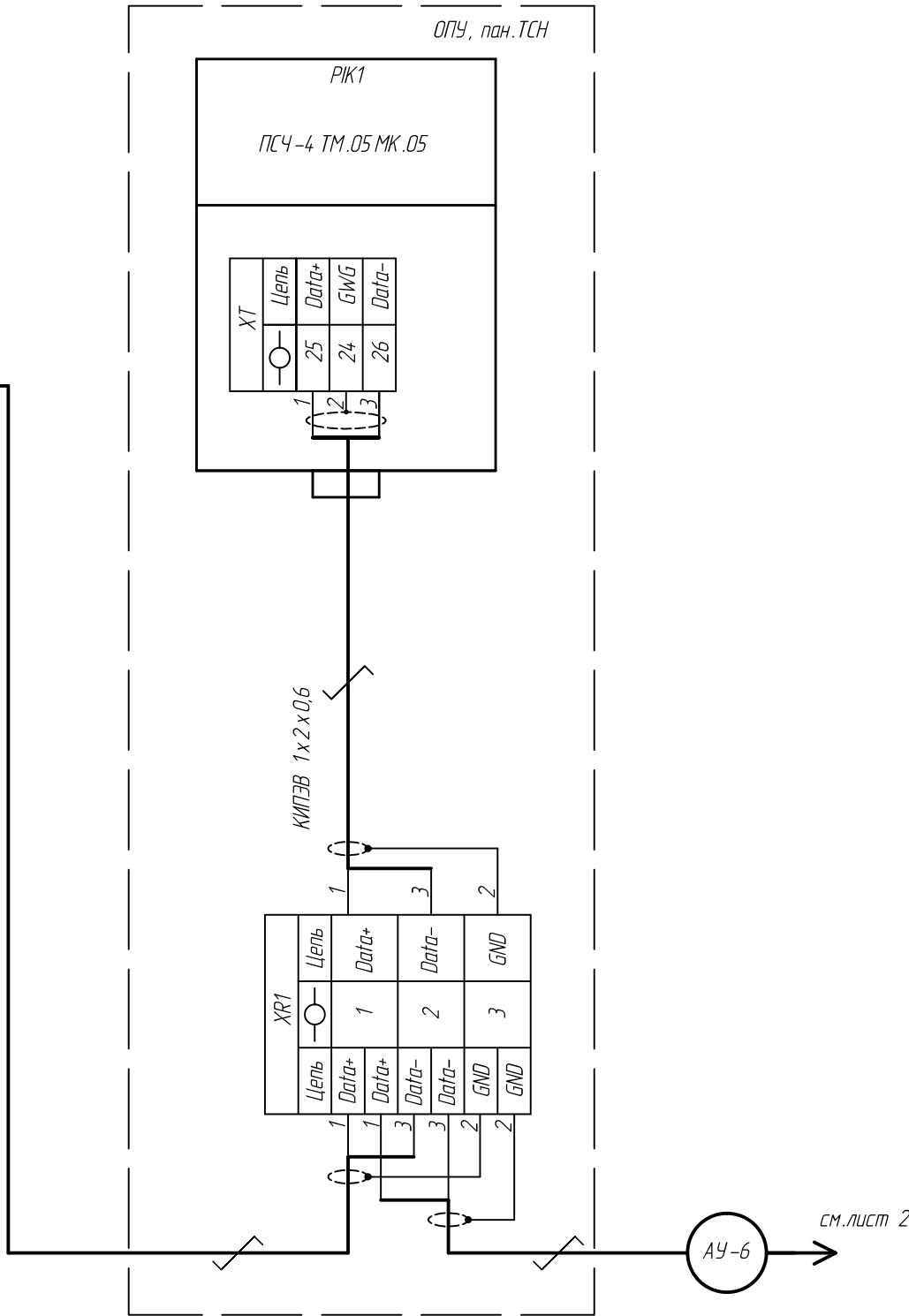
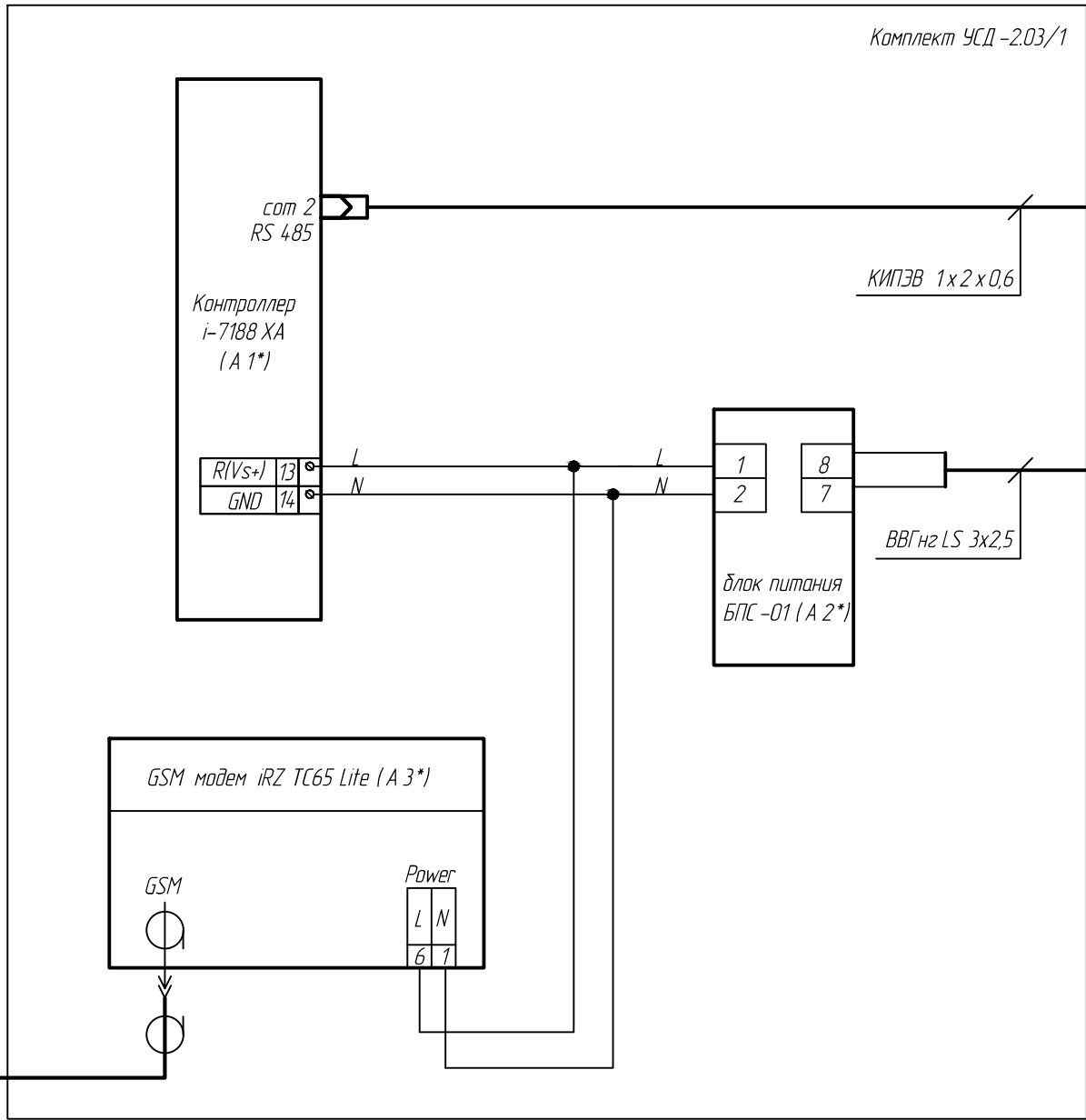
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

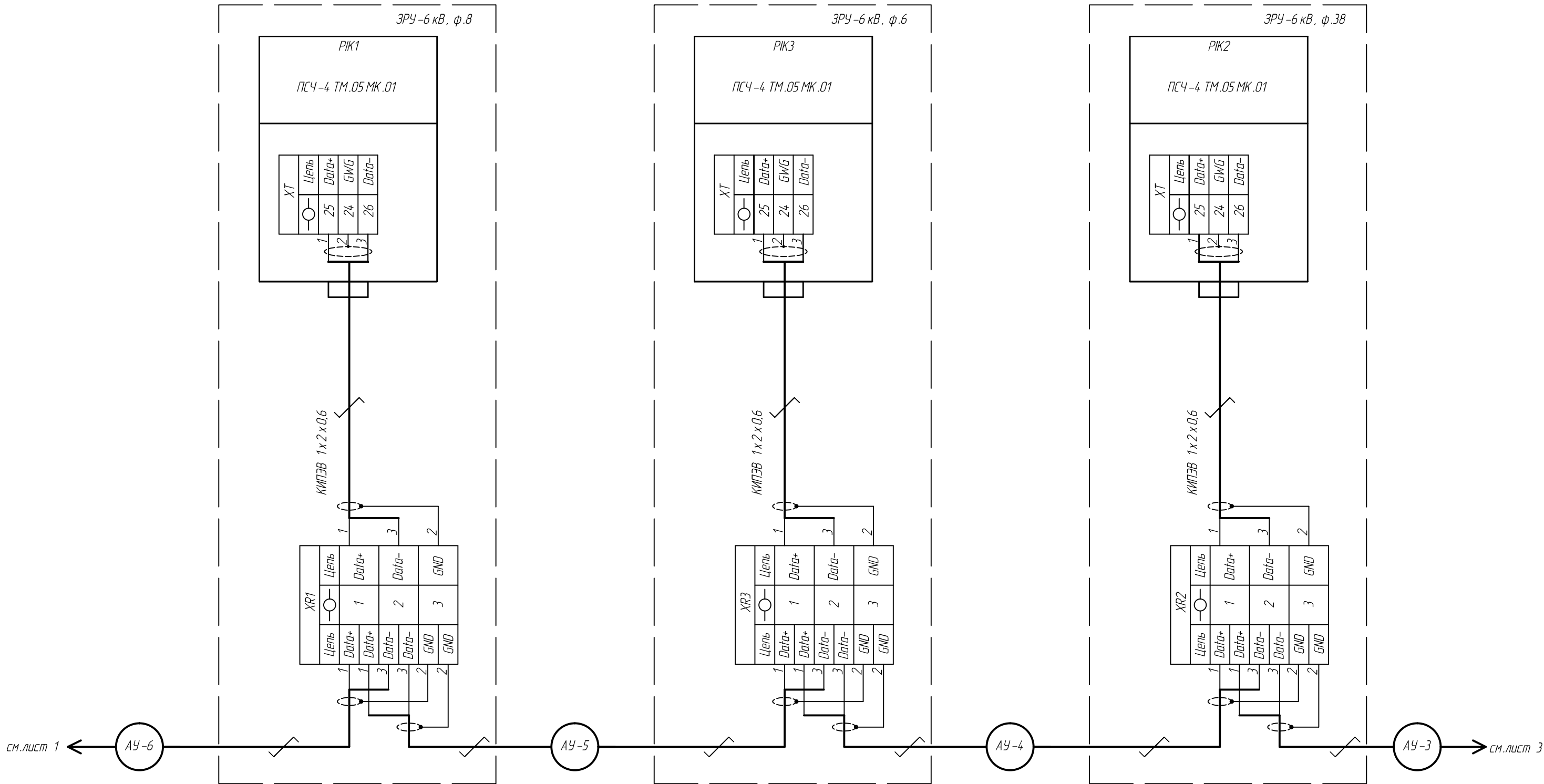
Сотовый канал
связи
стандарта GSM

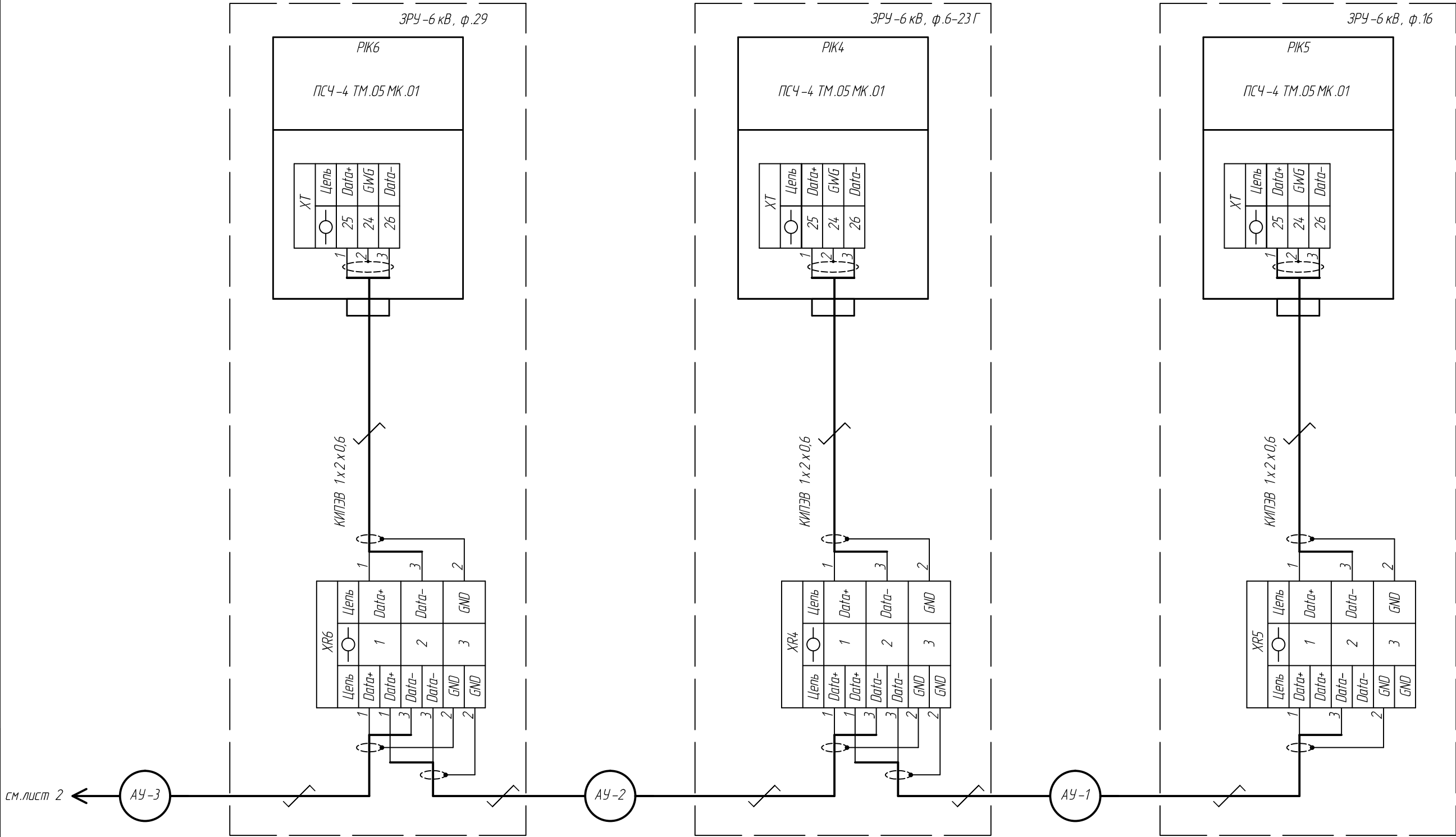
WA1



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.С 5.02			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменная"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	3
Провер.	Козлов				2020	Схема подключения информационных цепей	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				





Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РПК п	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR п	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ-6 кВ, ф. N

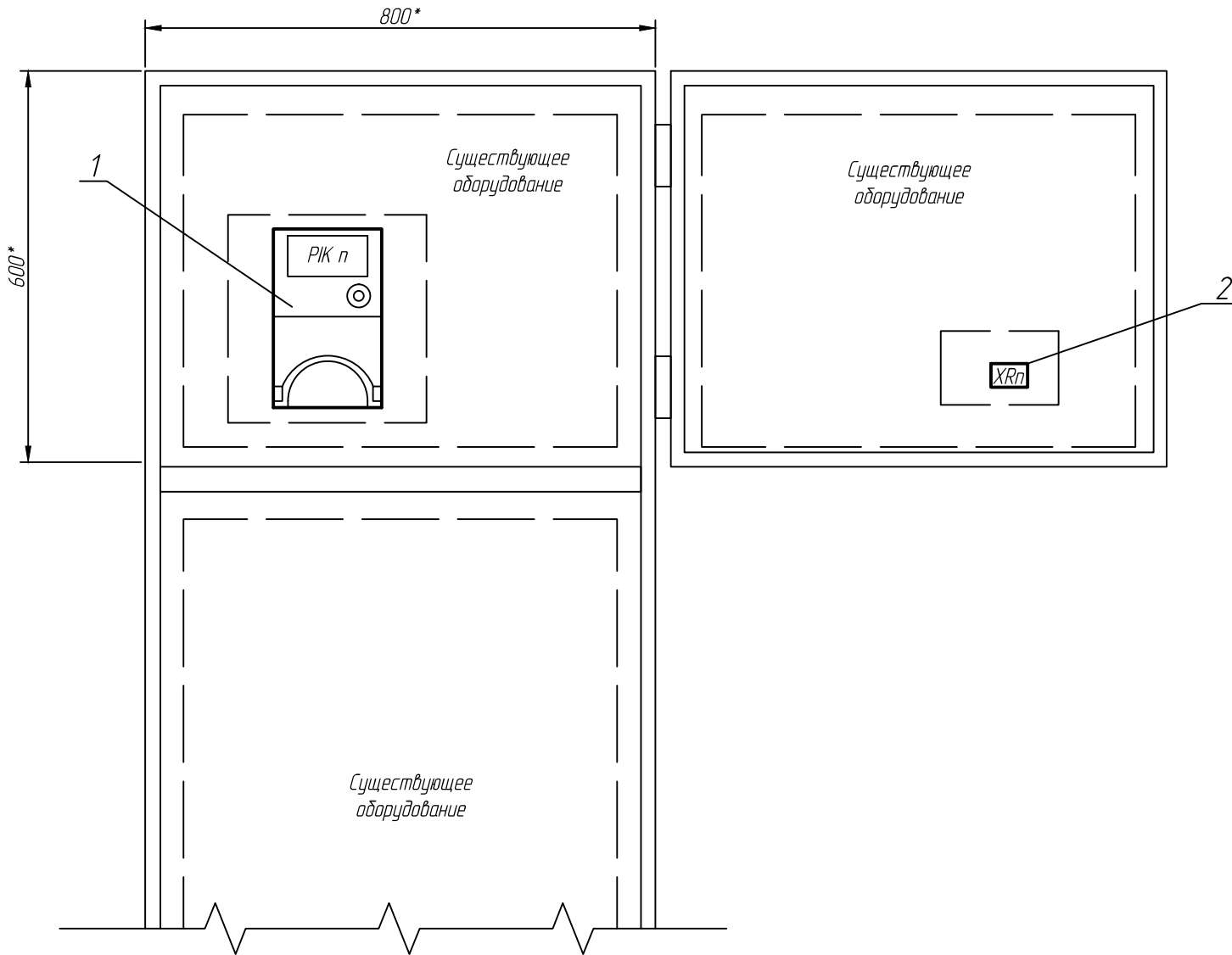


Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РПК п
ф.8	1
ф.38	2
ф.6	3
ф.23 Г	4
ф.16	5
ф.29	6

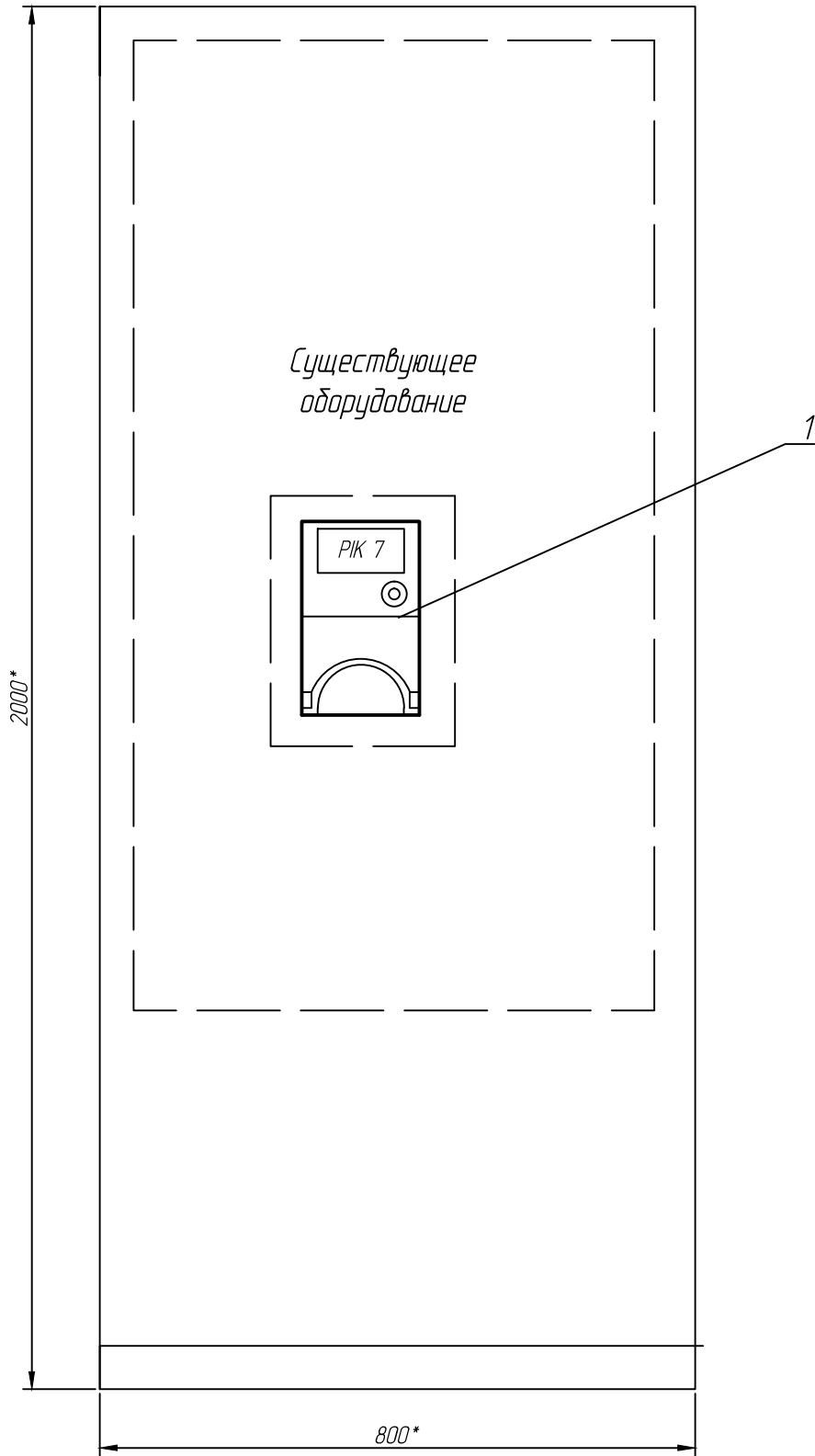
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.СА			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменная"	Стация	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		P	1	2
Провер.	Козлов				2020				
						Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

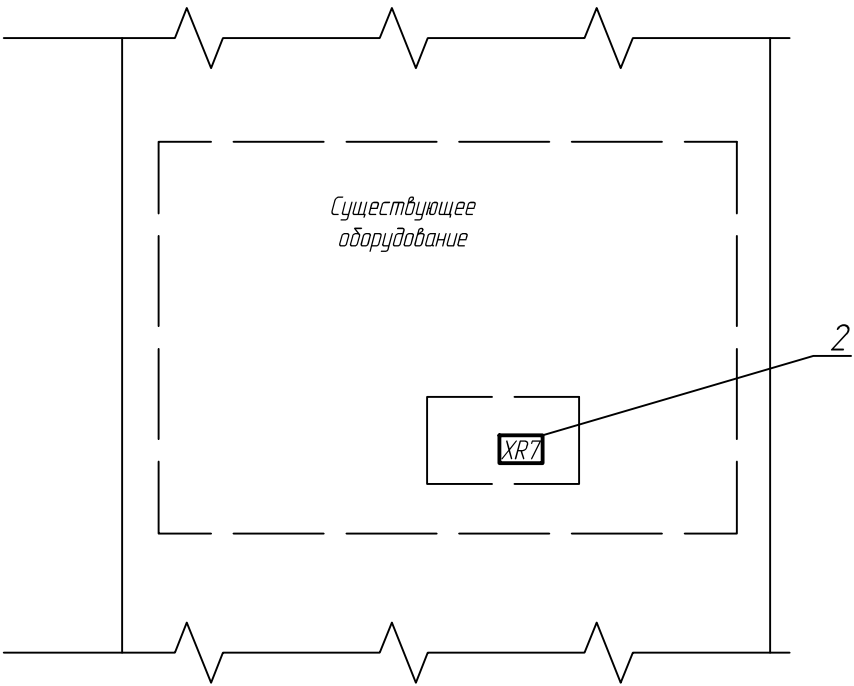
Чертеж установки счетчиков
электрической энергии
ОПУ

Вид спереди



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 7	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	1	
2	XR 7	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

Вид сзади



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.3.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.РД.СА	Лист
							2

				Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы	Примечания						
				1	2	3	4	5	6	7	8	9						
					Монтаж в ПС													
					Приборы													
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(57,7-115)/(100-200)	ПСЧ-4ТМ.05МК.01		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	6								
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(120-230)/(208-400)	ПСЧ-4ТМ.05МК.05		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	1								
					Комплект УСД-2.03/1	УСД-2.03/1		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	1								
					Электроаппаратура													
					Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт	7								
					Кабели и провода													
					Кабель для интерфейса RS-485 (витая пара)	КИПЭВнг (А)-LS 1х2х0,6		НПП "Спецкабель"	м	100								
					Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 3х2,5	ГОСТ Р 53769-2010			м	15								
					Монтажные материалы													
				Согласовано					Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16				шт	49				
									Ремешак -хомут 300х4,8 (JSS 4,8х300)	JSS 4,8х300			шт	100				
					Бирка кабельная маркировочная У134 У3.5	У134 У3.5			шт	16								
					0					0								
	Взам. инв №																	
	Подпись и дата																	
	Инв. № подл.																	
1. Монтажные материалы допускается заменять на аналоги.												ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.РД.В4						
																АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
						Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменная"			Страница	Лист	Листов	
						Разраб.	Логашева			2020	Р					1		
						Проверил	Козлов			2020								
						Н.контр.					Спецификация оборудования, изделий и материалов			ООО "Инэнерготех"				
						Утв.	Савченко			2020								
												Копировал			Формат А3			

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №10 «Киселевский разрез»

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09.ТРП

2020

Согласовано		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.09.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.09.ТД	Техническая документация	46		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.09.РД	Рабочая документация	20		

Технические решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правил взрывобезопасности, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Главный инженер проекта

А.В.Савченко

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.09.ВД			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №10 «Киселевский разрез» Ведомость технорабочего проекта	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Козлов					ТП		1
							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №10 "Киселевский разрез»

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Инв. № подл.	Взам. инв. №	
	Подп. и дата	

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.09.ТД					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №10 "Киселевский разрез" Ведомость ТД			Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			ТП				2	46	
Пров.		Козлов			ООО "Инэнерготех"						
Н.контр.											
Утв.		Савченко									

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ №10 "Киселевский разрез".

Технорабочий проект выполнен на основании:

- *Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;*
- *Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЗСК».*

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ №10 "Киселевский разрез" находится в г.Киселевске и имеет распределительные устройства 35 и 6кВ.

В настоящее время подстанция ПС 35/6кВ №10 «Киселевского разреза» присоединяется к энергосистеме двумя отпайками от ВЛ-35кВ К-15 Краснодородская-Афонинская и ВЛ-35кВ К-18 Краснодородская-Афонинская.

ОРУ-35кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным выключателем.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6кВ мощностью 10МВА. Параллельная работа двух трансформаторов на ПС запрещена.

ОРУ-6кВ односекционное с двумя вводами 6кВ (один из вводов постоянно отключен, как и силовой трансформатор). В цепях присоединений ОРУ-6кВ установлены трансформаторы тока типа ТВЛМ-10, ТПЛ-10, ТПОЛ-10 класса точности 0,5 и трансформатор напряжения ЗхЗНОЛ06-6УЗ.

На ПС 35/6кВ №10 «Киселевский разрез» установлена существующая система АИИС КУЭ.

Вновь устанавливаемая система АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» на ПС 35/6кВ №10 «Киселевский разрез» устанавливается в параллельную работу.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КЧЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- *повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;*

Взам. инв. №	1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ						
	<p>Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электро- энергии отпускаемой в распределительные сети бкВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды под- станции.</p> <p>Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспе- чение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.</p> <p>Основные цели АИИС КУЭ:</p> <p>– повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;</p>						
Подл. и дата							
Инв. № подл.							
						ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист
							3
						Изм.	Кол.уч.
						Лист	№ док.
						Подп.	Дата

– межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;

– обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;
- выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;
- оценки, локализация, поиск потерь электроэнергии;
- формирования всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

Основные функции АИИС КУЭ:

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСПД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСПД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения баланс отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

1.4 Описание процесса деятельности

Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 35/6кВ №39 "Березовская" представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">по АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.																	
			14 Описание процесса деятельности																	
			<p>Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 35/6кВ №39 "Березовская" представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.</p>																	
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата															
								4												

Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

15 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

16 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.								
			<p>ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.</p> <p>ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.</p> <p>ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.</p> <p>ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.</p> <p>ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.</p> <p>ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.</p> <p>ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.</p>							
							ИЭТ.83.2020.03СК.09.ТД			Лист
										5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21.4.04-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21.4.06-88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303-80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304-82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001-83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14.254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958-76 Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861-83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ИЭТ.83.2020.03СК.09.ТД						Лист
									6
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1.019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

1.7 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность		Количество специалистов	
Системный администратор		1	
Инженер по обслуживанию оборудования		1	
Техник-электромеханик		2	

Взам. инв. №	<p>К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, прошедший подготовку, прошедший обучение в структур- таж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.</p> <p>Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается при- казами по предприятию.</p> <p>Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1</p> <p>Таблица 3.1 –Перечень категорий работников и число штатных единиц</p> <table><tr><td>Должность</td><td>Количество специалистов</td></tr><tr><td>Системный администратор</td><td>1</td></tr><tr><td>Инженер по обслуживанию оборудования</td><td>1</td></tr><tr><td>Техник-электромеханик</td><td>2</td></tr></table>						Должность	Количество специалистов	Системный администратор	1	Инженер по обслуживанию оборудования	1	Техник-электромеханик	2
	Должность	Количество специалистов												
Системный администратор	1													
Инженер по обслуживанию оборудования	1													
Техник-электромеханик	2													
Подп. и дата														

Инв. № подл.						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.09.ТД	Лист 7
	Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.		

Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС. КУЭ.

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;*
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;*
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;*
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;*
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;*
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;*
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;*
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;*
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;*
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;*
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.*
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;*
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;*
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;*
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;*
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;*
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;*
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;*

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист
										8
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве;
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

1.9 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД		Лист
											9
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:
технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;

компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;

на компьютерах установлено программное обеспечение.

Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.

1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КУЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5S – для счетчиков трансформаторного включения.

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	для счетчиков трансформаторного включения.					
			1.11 Решения по установке и монтажу оборудования					
			Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках. Установка счетчиков электроэнергии.					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД		Лист
								10

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ООО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

характеристики (температура окружающего среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).							
Инв. № подл.						ИЗТ.83.2020.ОЭСК.09.ТД	Лист
							11
Подп. и дата							
Взам. инв. №							
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип Существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	Отпайка от ВЛ 35-К-15	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
2	Отпайка от ВЛ 35-К-18	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
3	ПС №10 "Киселевский разрез" 35/6 кВ, ф.2	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОРУ-6кВ, ф.2	ТВ/М-10	300/5	3хЗНО/106-6У3	6000/100
4	ПС №10 "Киселевский разрез" 35/6 кВ, ф.3	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОРУ-6кВ, ф.3	ТВ/М-10	300/5	3хЗНО/106-6У3	6000/100
5	ПС №10 "Киселевский разрез" 35/6 кВ, ф.4	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОРУ-6кВ, ф.4	ТВ/М-10	400/5	3хЗНО/106-6У3	6000/100
6	ПС №10 "Киселевский разрез" 35/6 кВ, ф.5	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОРУ-6кВ, ф.5	ТВ/М-10	400/5	3хЗНО/106-6У3	6000/100
7	ПС №10 "Киселевский разрез" 35/6 кВ, ф.6	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОРУ-6кВ, ф.6	ТПЛ-10	200/5	3хЗНО/106-6У3	6000/100
8	ПС №10 "Киселевский разрез" 35/6 кВ, ф.11	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОРУ-6кВ, ф.11	ТПЛ-10	400/5	3хЗНО/106-6У3	6000/100
9	ПС №10 "Киселевский разрез" 35/6 кВ, ф.12	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОРУ-6кВ, ф.12	ТПЛ-10	400/5	3хЗНО/106-6У3	6000/100
10	ПС №10 "Киселевский разрез" 35/6 кВ, ТСН-1	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	Щитовое помещение, щит собственных нужд	Т-0,66 У3	250/5		
11	ПС №10 "Киселевский разрез" 35/6 кВ, ТСН-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	Щитовое помещение, щит собственных нужд	Т-0,66 У3	250/5		

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
							ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист
								12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК одбеспечуваат:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – Совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>ИВК;</p> <p>- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;</p> <p>- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энерго-ресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизированного доступа к информации по каналам связи GSM.</p> <p>Второй уровень ИВКЭ</p> <p>Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – Совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.</p>						
		<p style="text-align: center;">ИЭТ.83.2020.0ЭСК.09.ТД</p>						
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист
								13

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИБК). ИБК – совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИБК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

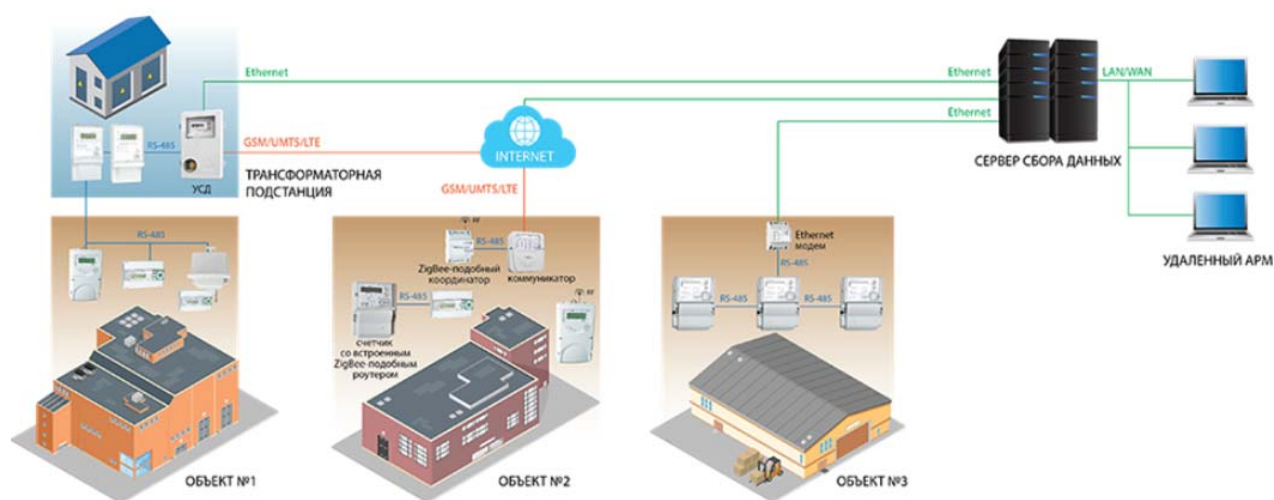
- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - полчасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист 14
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЭТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист	
							15	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист	
							16	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист
										17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

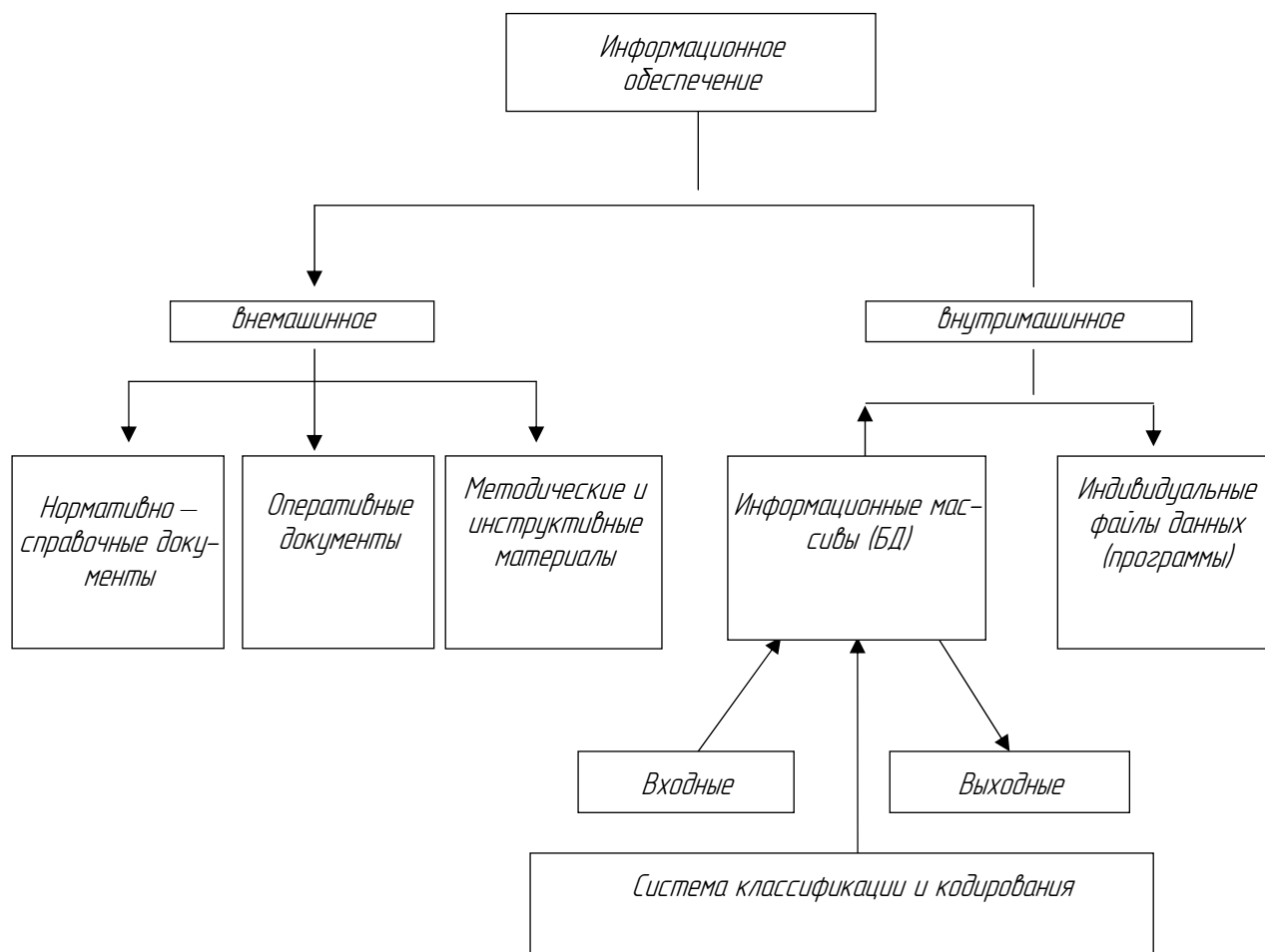


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист 18
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

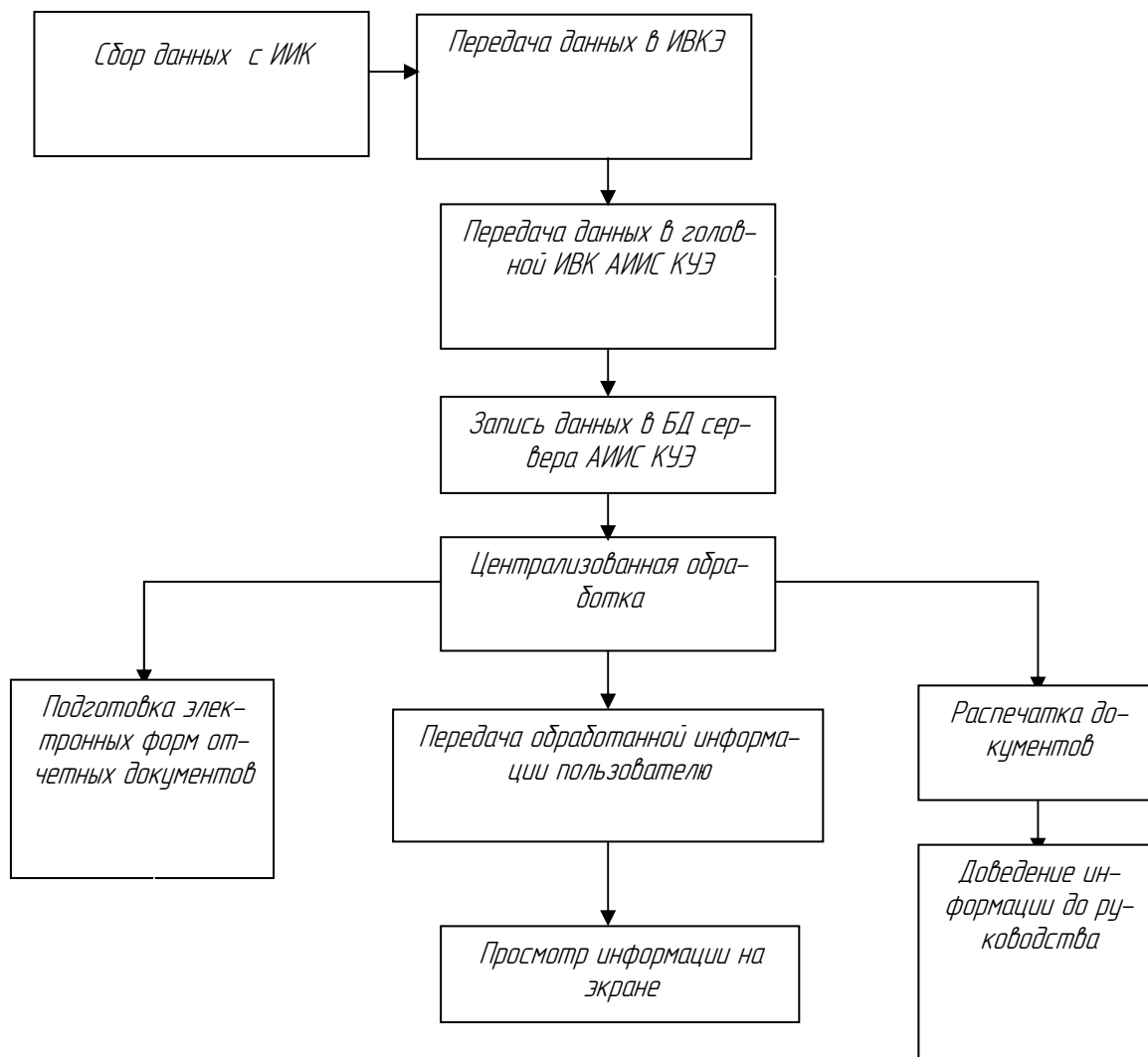


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашиной информации

Внемашина информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.09.ТД

Лист

19

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.09.ТД	Лист	
							20	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствует ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TMO2-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- *четыре тарифа (Т1-Т4);*
- *четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);*
- *двенадцать сезонов (на каждый месяц года);*
- *дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках – до 144;*

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА						Лист
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии						
Подл. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).						21
	Тарификатор:						
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках – до 144;						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.09.ТД
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подл.	Дата	

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>утренних и вечерних максимумов.</p> <p>Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none">• интервальных максимумов (от сброса до сброса);• месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев). <p>4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии</p> <p>Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:</p> <ul style="list-style-type: none">• активной, реактивной и полной мощности;• активной и реактивной мощности потерь;							
									ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		22

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>нему, заднему фронту или обоим фронтам);</p> <ul style="list-style-type: none">• как вход телесигнализации. <p>Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:</p> <ul style="list-style-type: none">• ограничения мощности нагрузки;• ограничения энергии за сутки;• ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);• контроля напряжения сети;• контроля температуры счетчика;						
Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист
								23
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.09.ТД			24

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с I _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист
							25

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \delta \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_0}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \delta \leq I < I \delta$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД		Лист
											28
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист 29
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.09.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН»

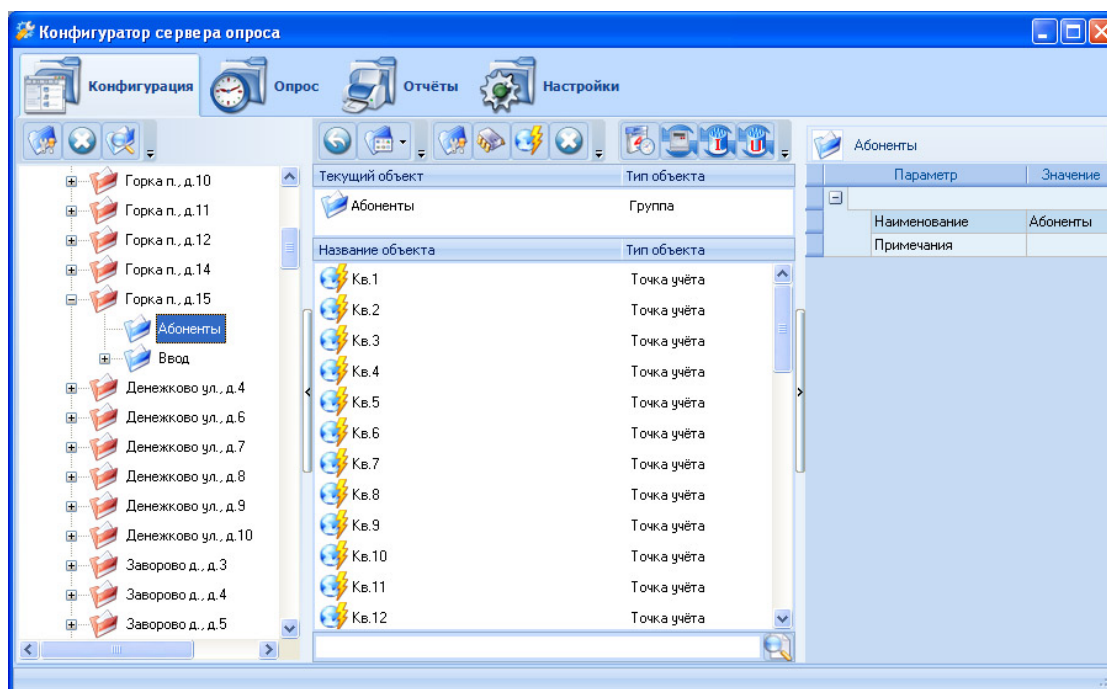
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» представлено на сайте производителя и может быть использовано в свободном доступе.

Сервер Опроса

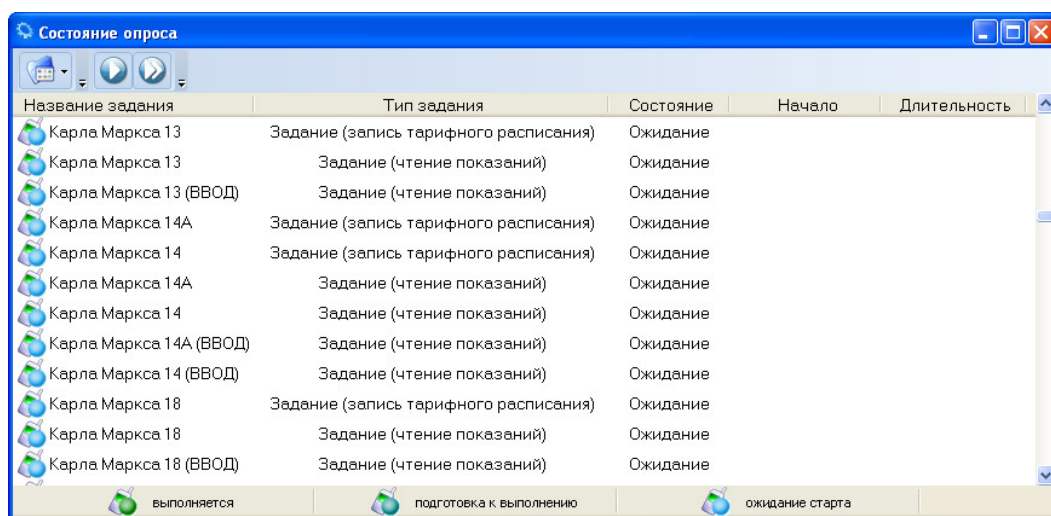
Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист 31
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

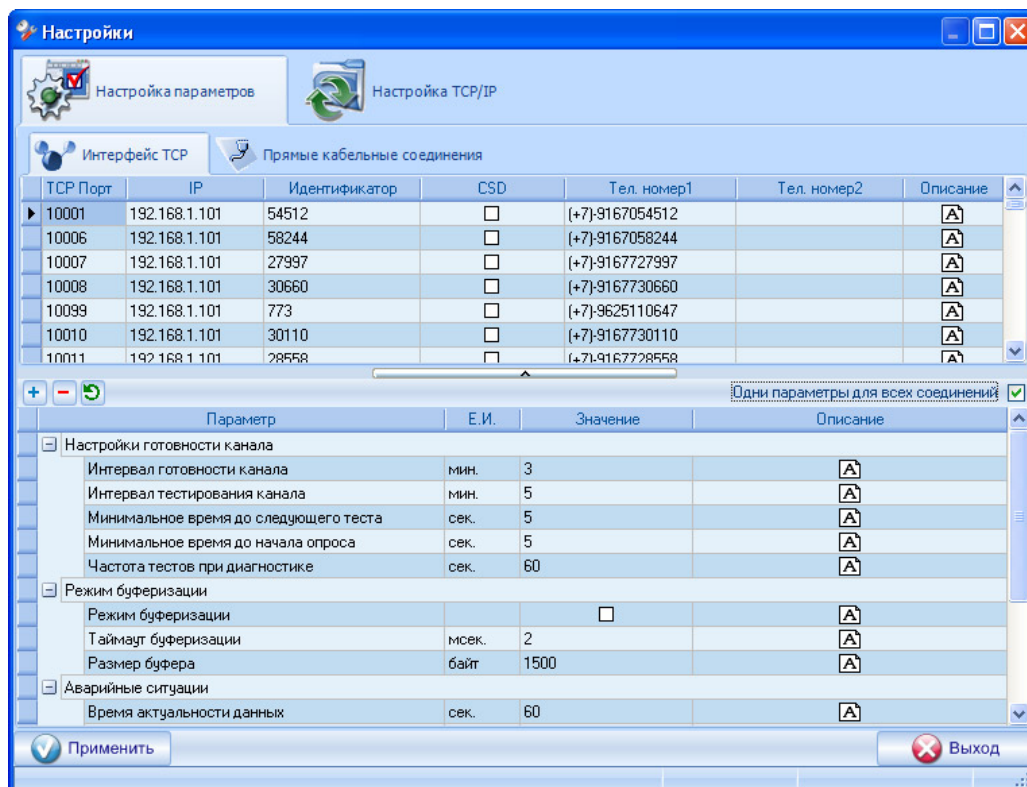
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.09.ТД

Лист

32

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

08.04.2009 14:08:35 2198.490 1157.417 208.093 832.980	01.05.2009 00:00:00 2326.307 1261.053 232.354 832.980	14.05.2009 09:40:28 2378.996 1301.745 244.271 832.980	01.06.2009 00:00:00 2410.511 1325.497 252.034 832.980	01.07.2009 00:00:00 2410.667 1325.651 252.036 832.980
Кв.202				
Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф
01.01.2009	00:00:00	455.270	202.789	
22.01.2009	05:20:06	514.810	227.635	
28.01.2009	17:03:58	535.061	235.961	
01.02.2009	00:00:00	540.542	237.551	
02.02.2009	05:22:19	541.869	237.973	
19.02.2009	11:31:14	568.680	252.296	
26.02.2009	16:44:47	586.643	264.480	
01.03.2009	00:00:00	593.001	268.965	
18.03.2009	23:01:28	648.222	306.763	
19.03.2009	17:33:46	650.821	308.088	
01.04.2009	00:00:00	694.031	337.040	

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист
							33

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">- поверку АИИС КУЭ;- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.						
<p style="text-align: center;">7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока</p> <p>Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.</p> <p>Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.</p>									
						ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД			Лист
									34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электро-энергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД		Лист
											35
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f(5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f(20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист 36
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

Элемент системы	Тип	Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	62838

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.09.ТД	Лист
										37
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

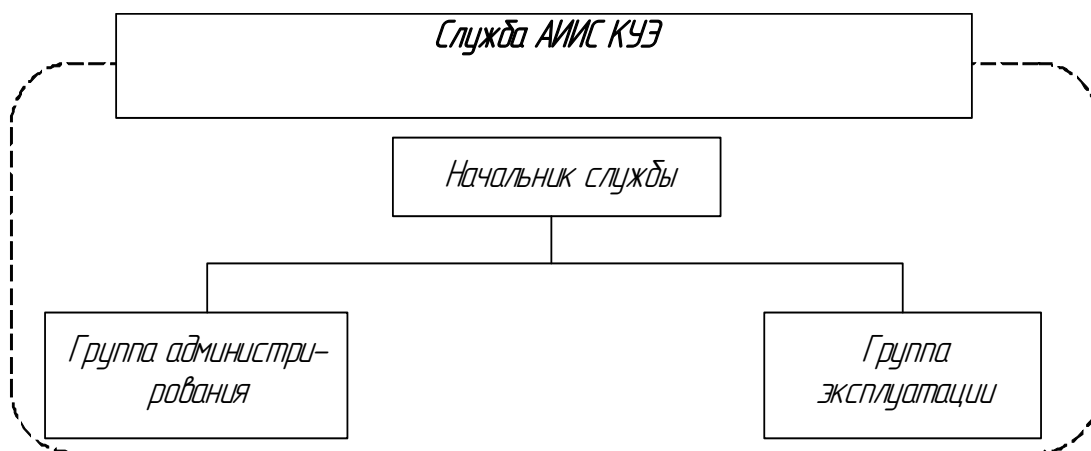


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.09.ТД	Лист
							38

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КУЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КУЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КУЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КУЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КУЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.09.ТД			39

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 9 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

Согласно ГОСТ 27.002–89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надёжности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии;
- УСПД.

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003–90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	9

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003–90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

Измерительные ТТ и ТН относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									40
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Щкаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надёжности:

- а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:
средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;
средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.
- б) для счетчиков электроэнергии:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;
среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.
- в) для системы шкафов УСПД:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;
время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надёжности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надёжности.

Расчет показателей надёжности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надёжности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надёжности приведены в таблице.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЗ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.09.ТД		Лист
								41

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	9	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИМК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	9	165000	0,0000545
Итого для ИМК					0,0000545

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИБКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИБКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
									42
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

ИЭТ.83.2020.03СК.09.ТД

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0000607955$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 16448 \text{ ч.}$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 16448 / (2 + 16448) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$					
			$K_r=16448/(2+16448)=0,99.$					
			<p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-</p>					
						ИЗТ.83.2020.03СК.09.ТД		Лист
								43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КЧЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжёлых последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									44
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.09.ТД

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;
 - доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.09.ТД	Лист 45
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;

- резервирование коммерческой информации на внешние носители.

в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:

- поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;

г) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;

- для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.

д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;

- полное тестирование и выявление неисправных устройств;

- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП.

Расчет и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t ,$$

где Q — количество запасных элементов;

N — количество элементов на подстанции;

t — % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.09.ТД		Лист
											46
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

*ПС 35/10 кВ №10 “Киселевский разрез”
ТОМ 2*

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09.РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09.РД.СБ.01	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09.РД.СБ.02	Схема электрическая принципиальная распределительной сети	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09.РД.С 7	План расположения оборудования и проводок	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09.РД.С 5.01	Схема подключения вторичных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09.РД.С 5.02	Схема подключения информационных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

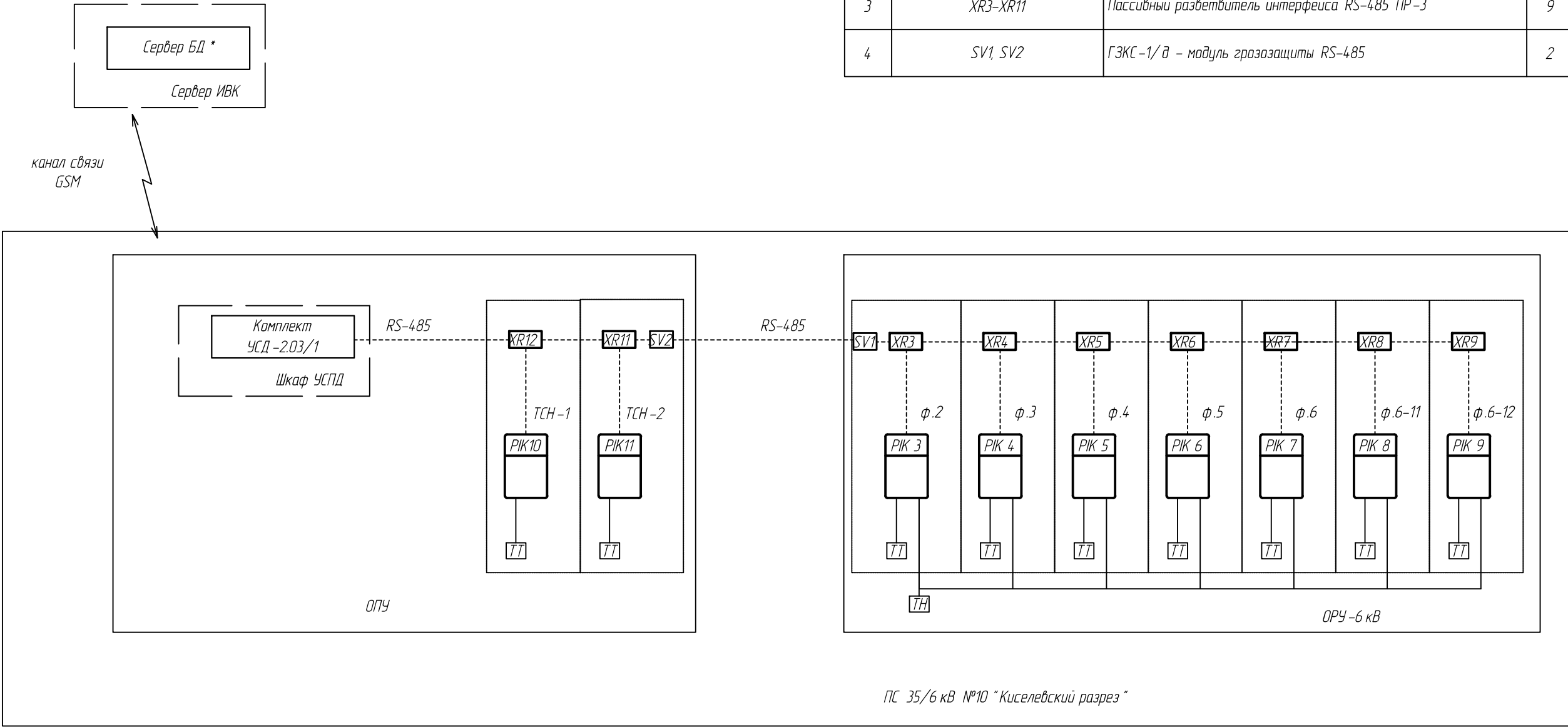
Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем.
Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09.РД.ТП

ПС 35/6кВ №10 "Киселевский
разрез"

Стадия	Лист	Листов
Р		1
ООО "Инэнерготех"		

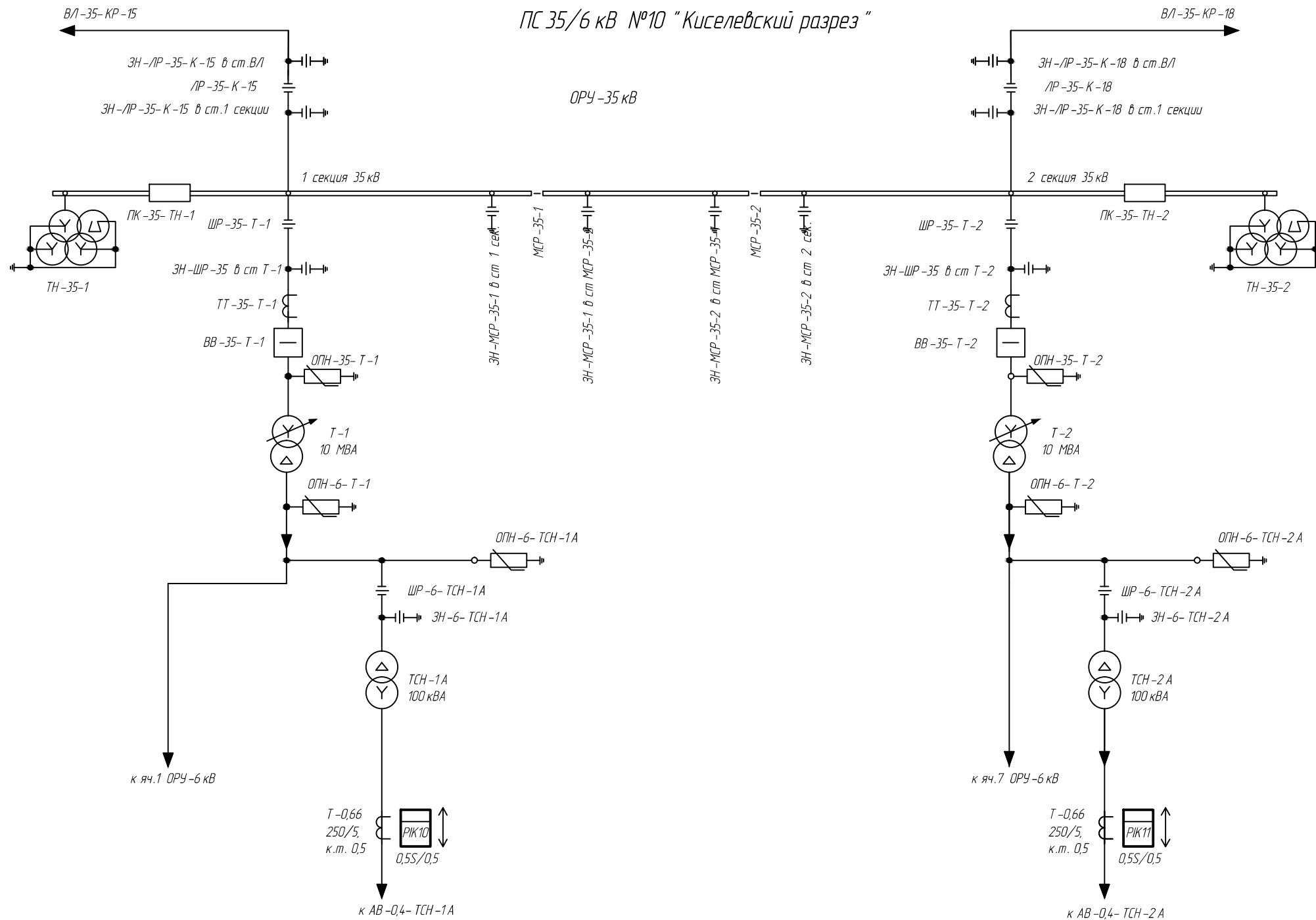
Согласовано				
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №		



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РПК3- РПК9	Счетчик электроэнергии ПСЧ -4 ТМ.05 МК.01	7	
2	РПК10, РПК11	Счетчик электроэнергии ПСЧ -4 ТМ.05 МК.05	2	
3	XR3-XR11	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР -3	9	
4	SV1, SV2	ГЗКС -1/д - модуль грозозащиты RS-485	2	

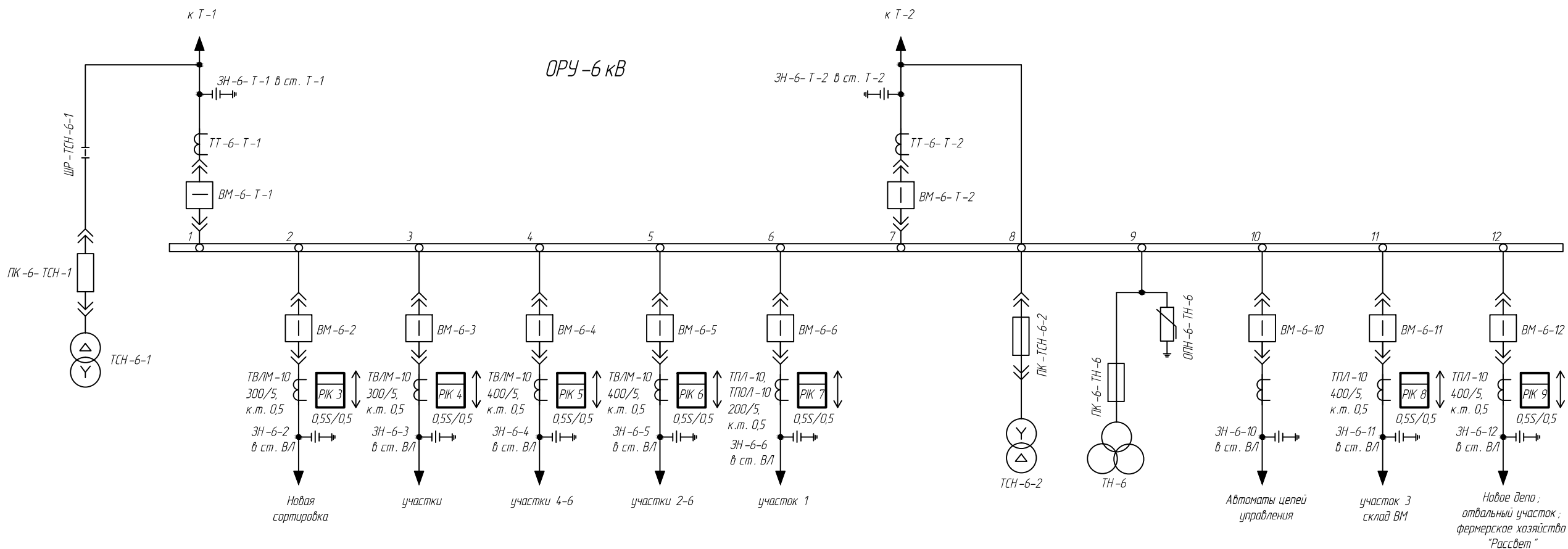
1. Утопленной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.										
2. * – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.										
						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09.РД.С 1				
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №10 "Киселевский разрез"		Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020			Р		1
Провер.		Козлов			2020					
						Схема структурная		ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020					

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - сервер уровня ИБК в данном проекте не предусматривается.



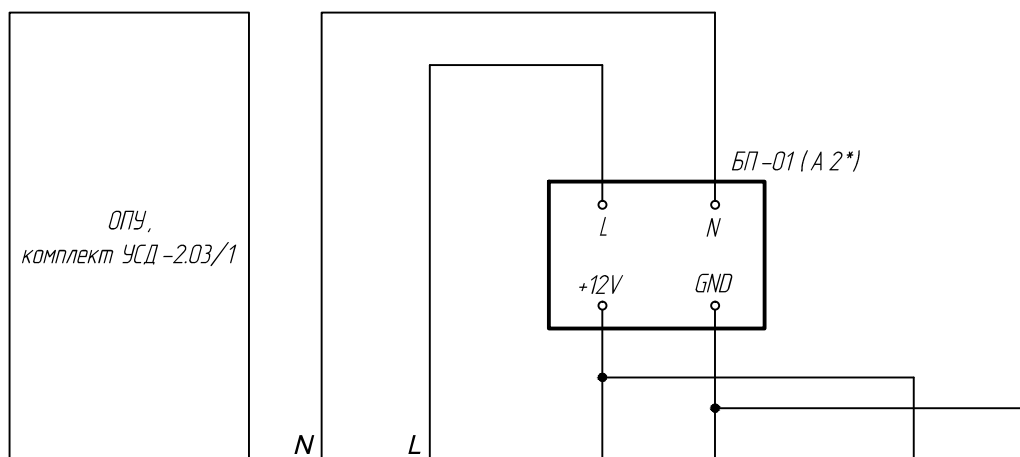
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
- РПК1, РПК2 – счетчики для установки на присоединениях К-15 и К-18 соответственно. Монтаж приборов учета будет выполнен силами ООО "ОЭСК".

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.09. РД.СБ.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №10 "Киселевский разрез"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	2
Провер.		Козлов			2020				
						Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.РД.СБ.01	Лист
							2

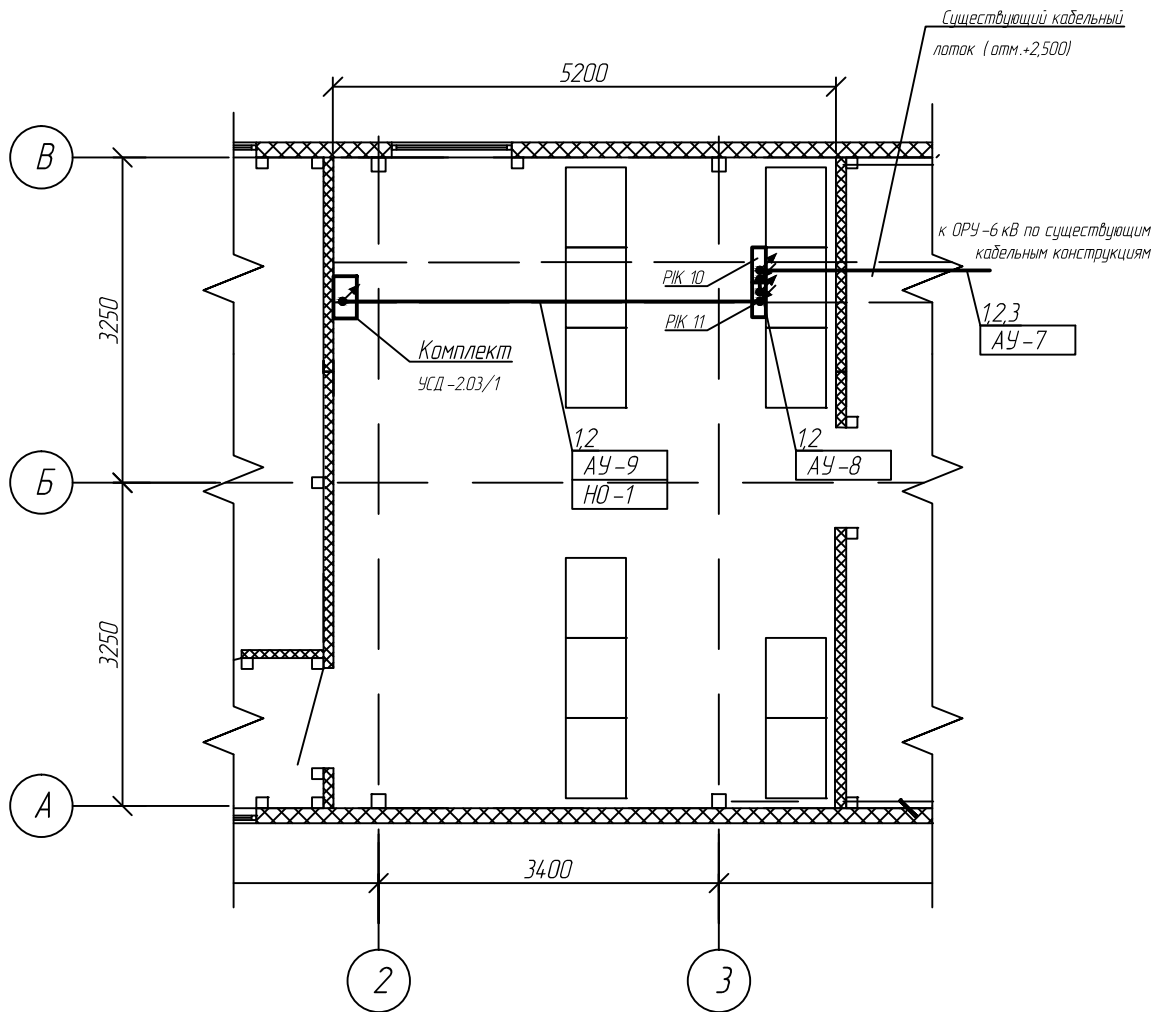


Характеристика электроприемника	Поз.	-	контроллер i-7188 XA	GSM модем iRZ TC65 Lite
	Тип	ХТ **	А 1*	А 3*
	Напряжение, В	~220 В	+12V	+12V
	Мощность, Вт	8	6	2
	Место установки	ОПУ, пан. ТСН	ОПУ, комплект УСД -2.03/1	ОПУ, комплект УСД -2.03/1

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.
3. ** - существующее оборудование. Место подключения питания УСД -2.03/1 определить при монтаже.

Инв. № подл.	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.09.РД.СБ.02		
							АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
Инв. № подл.	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №10 "Киселевский разрез"		
							Схема электрическая принципиальная распределительной сети		
Инв. № подл.	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
							Р		1
Инв. № подл.	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ООО "Инэнерготех"		
Инв. № подл.	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Формат А4		

ПС 35/6 кВ №10 "Киселевский разрез"
Щитовое помещение
(отм. 0,000)



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.09.РД.С7						Лист
						2

Присоединение ф. N

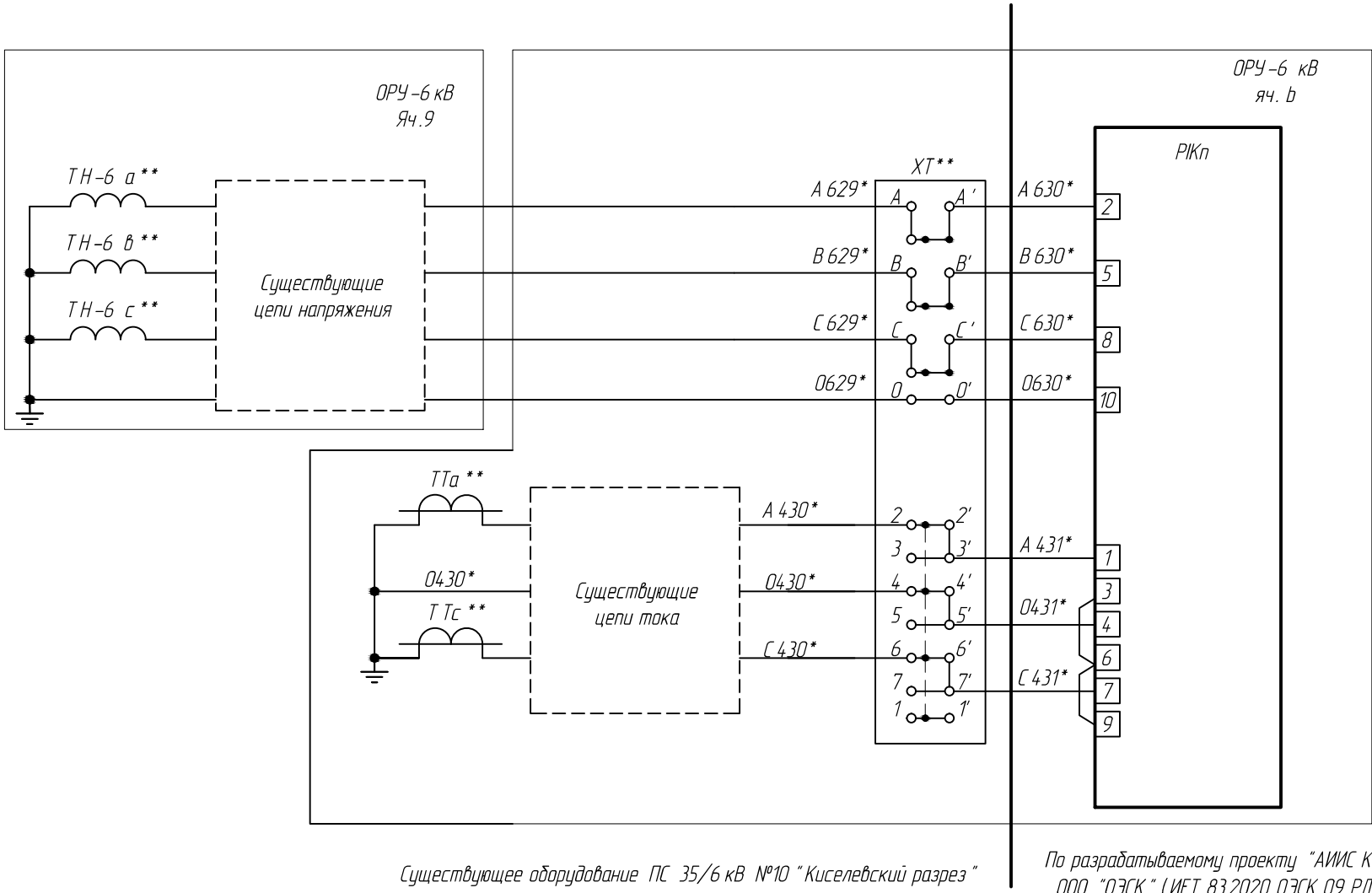


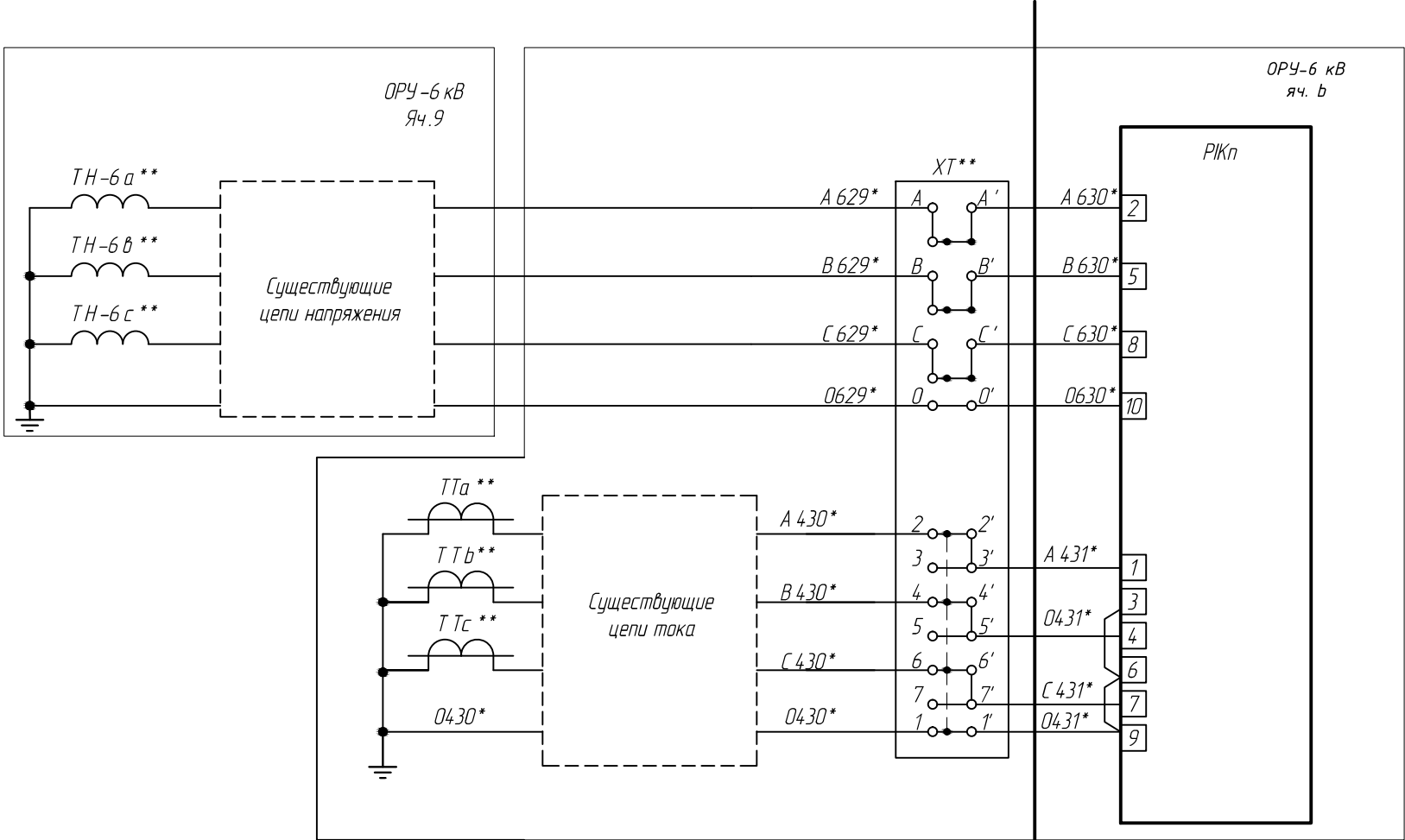
Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	ОРУ-6 кВ,яч. b	РК п
ф. 2	2	3
ф. 3	3	4
ф. 4	4	5
ф. 5	5	6
ф. 11	11	8
ф. 12	12	9

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** – существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобос см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.09. РД.С 5.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК "			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №10 "Киселевский разрез"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Лозашева			2020		Р	1	3
Провер.		Козлов			2020				
						Схема подключения вторичных цепей	ООО "Инэнерготех "		
Утв.		Савченко			2020				

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №10 "Киселевский разрез"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.0ЭСК.09.РД)

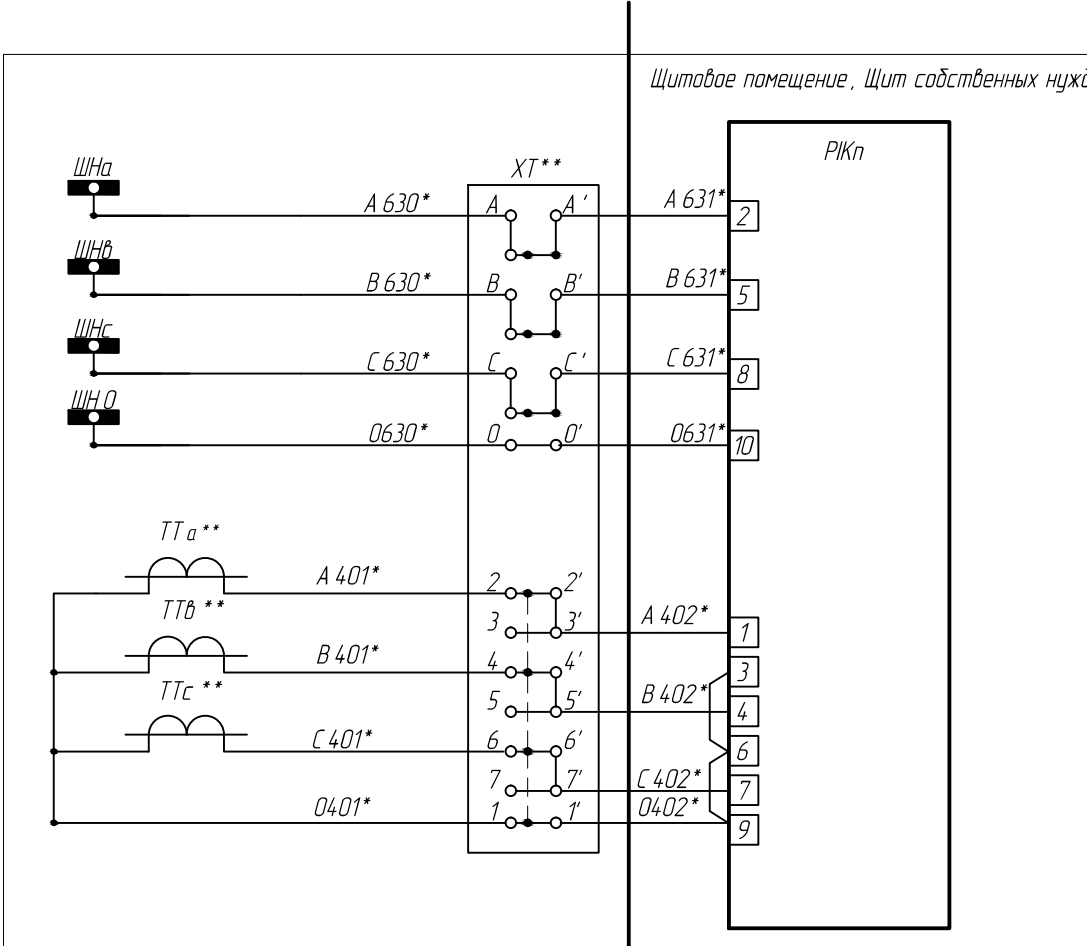
Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	ОРУ-6 кВ,яч. b	РКп
ф. 6	6	7

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** – существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобас см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №10 "Киселевский разрез"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.09.РД)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	ПКП п
ТСН-1	10
ТСН-2	11

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** - существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика Фобас см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

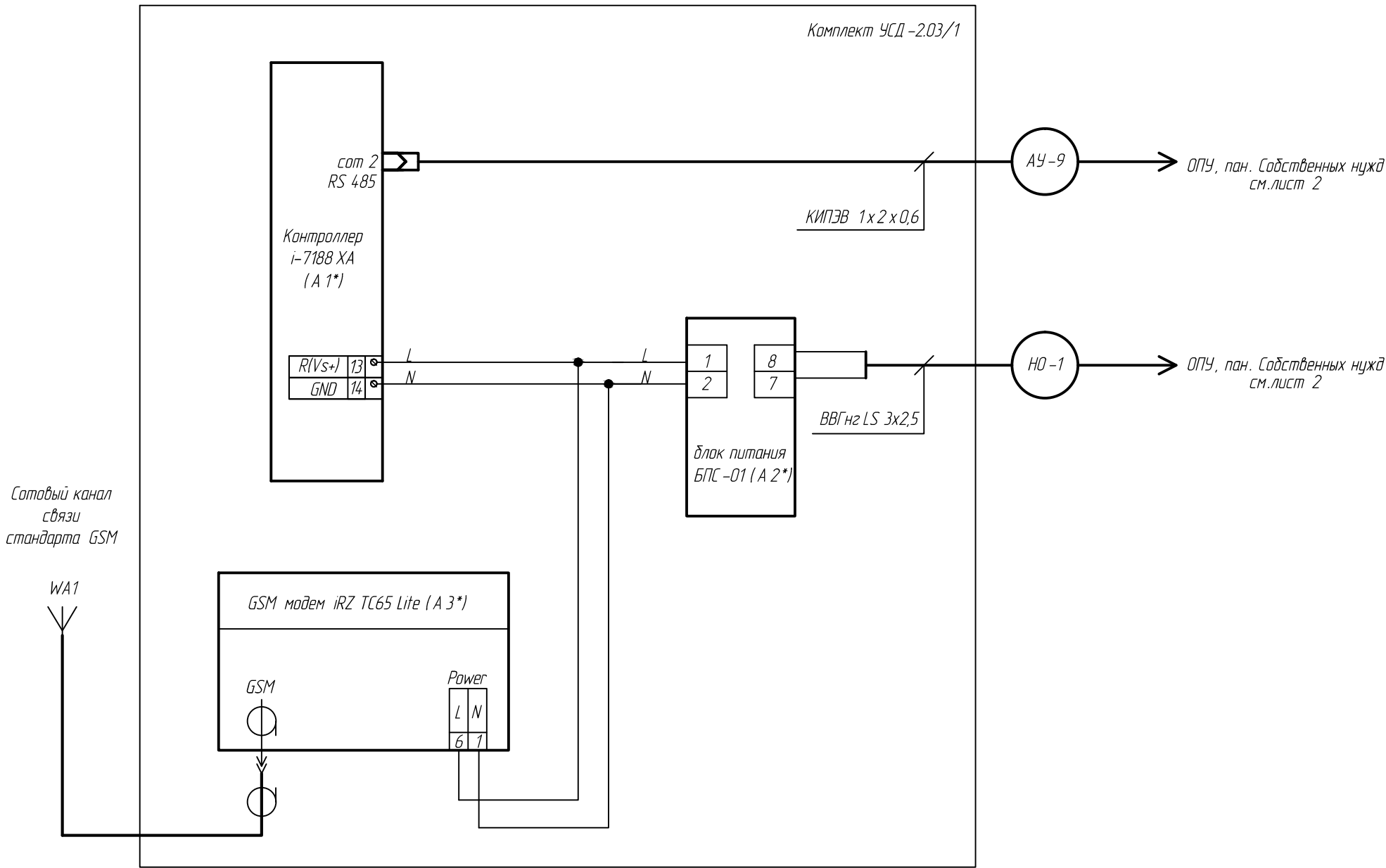
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

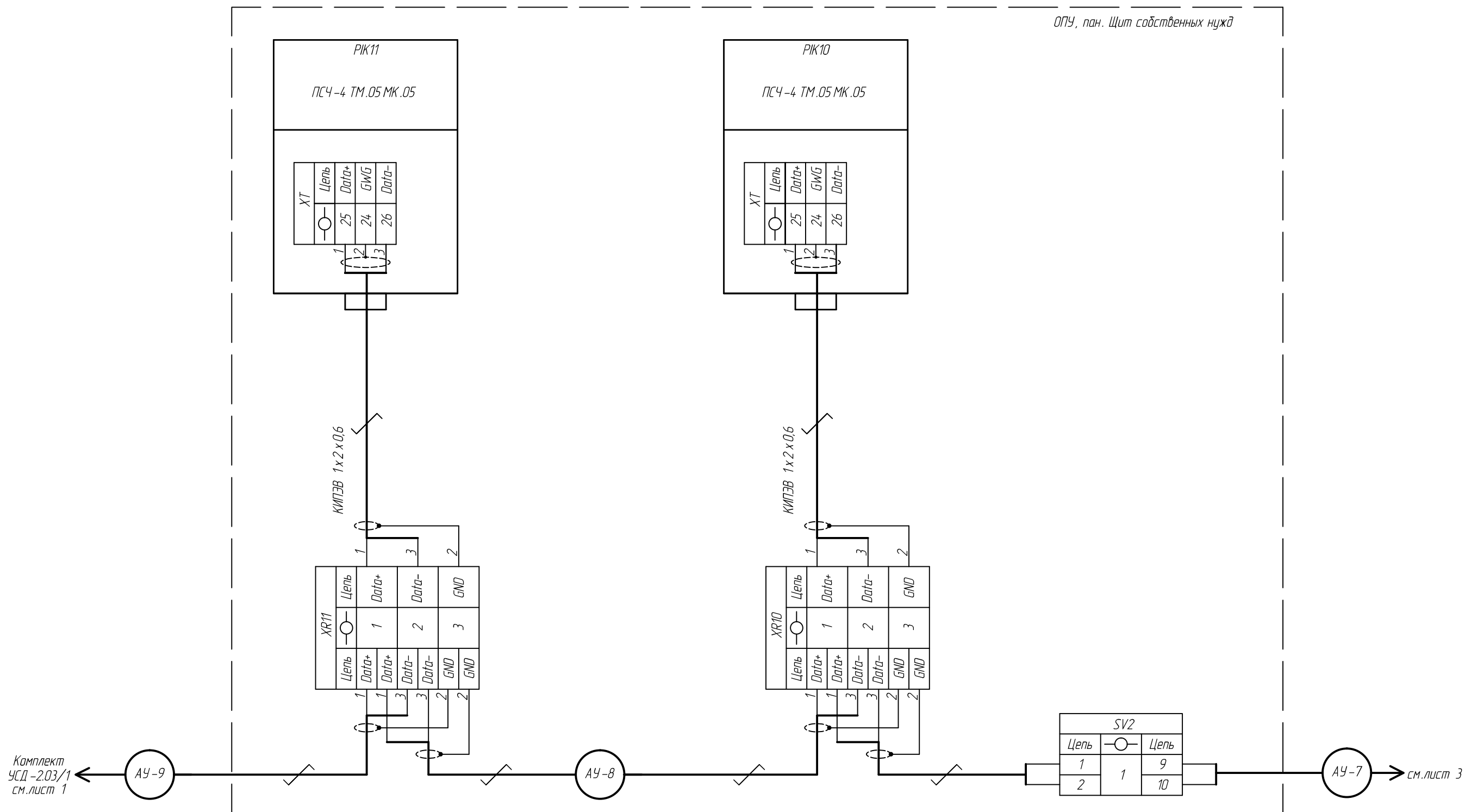
Инв. № подл.



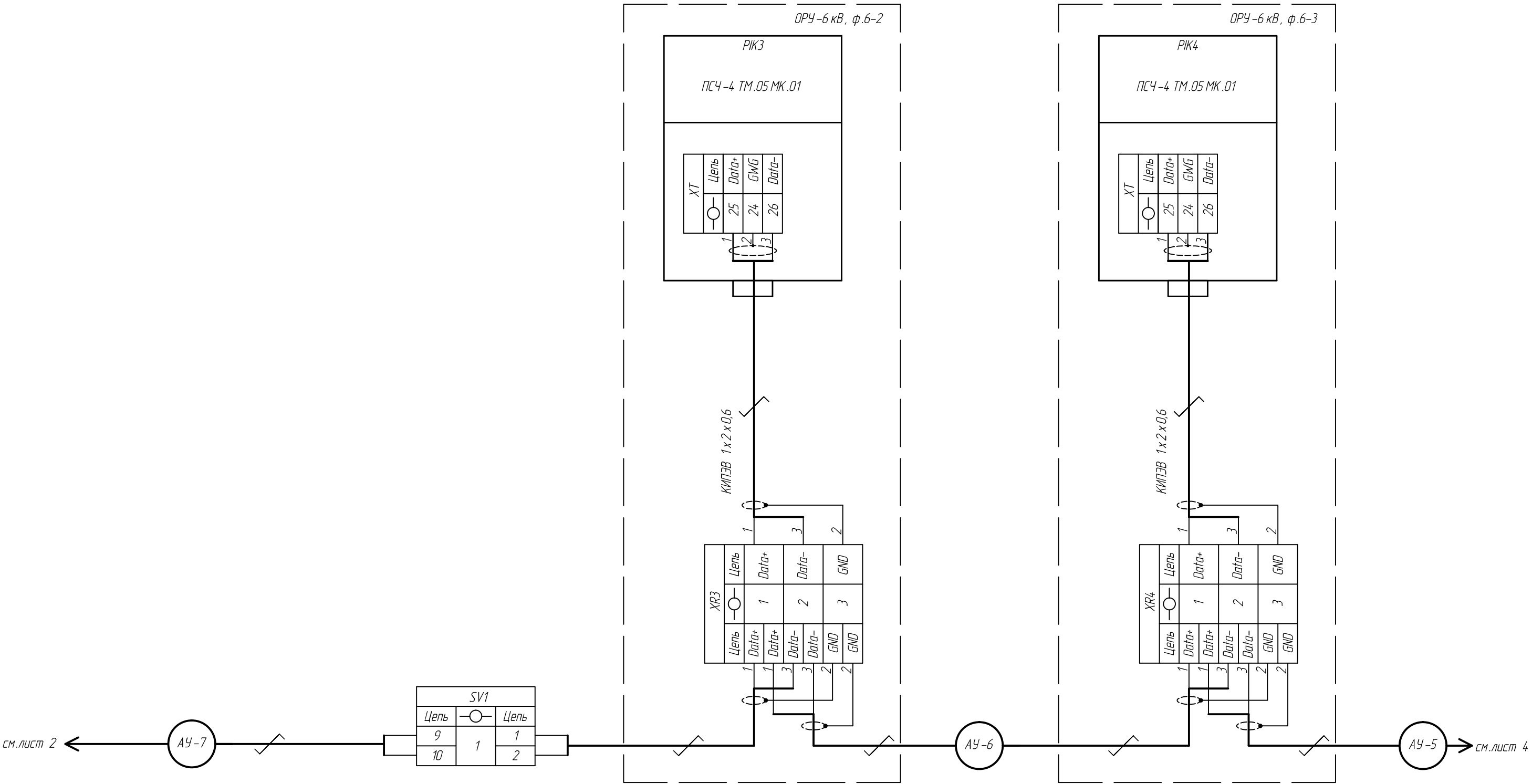
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * – обозначение прибора по паспорту.

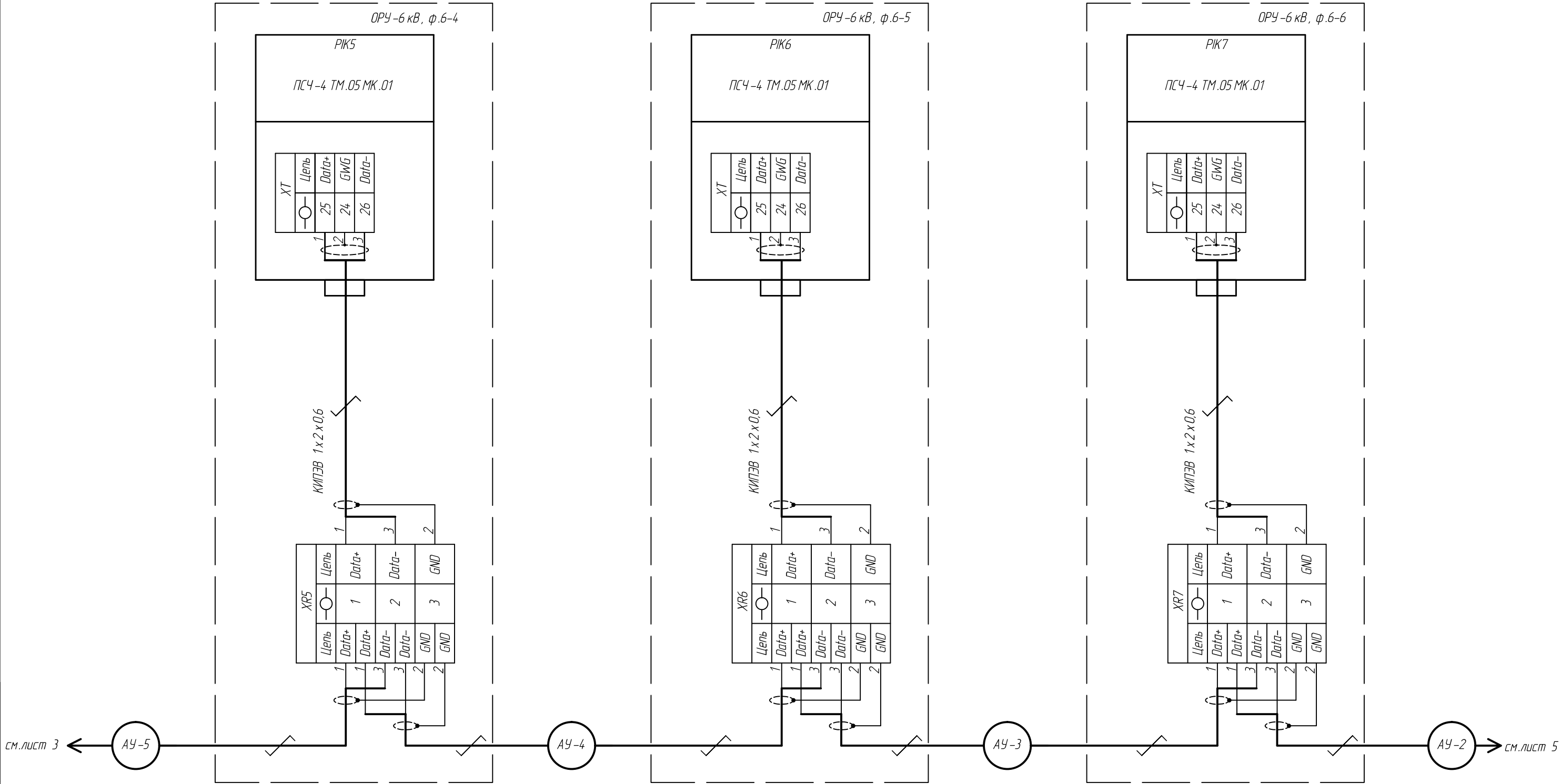
						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.09. РД.С 5.02			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК "			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №10 "Киселевский разрез"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	5
Провер.	Козлов				2020				
						Схема подключения информационных цепей	ООО "Инэнерготех "		
Утв.	Савченко				2020				

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

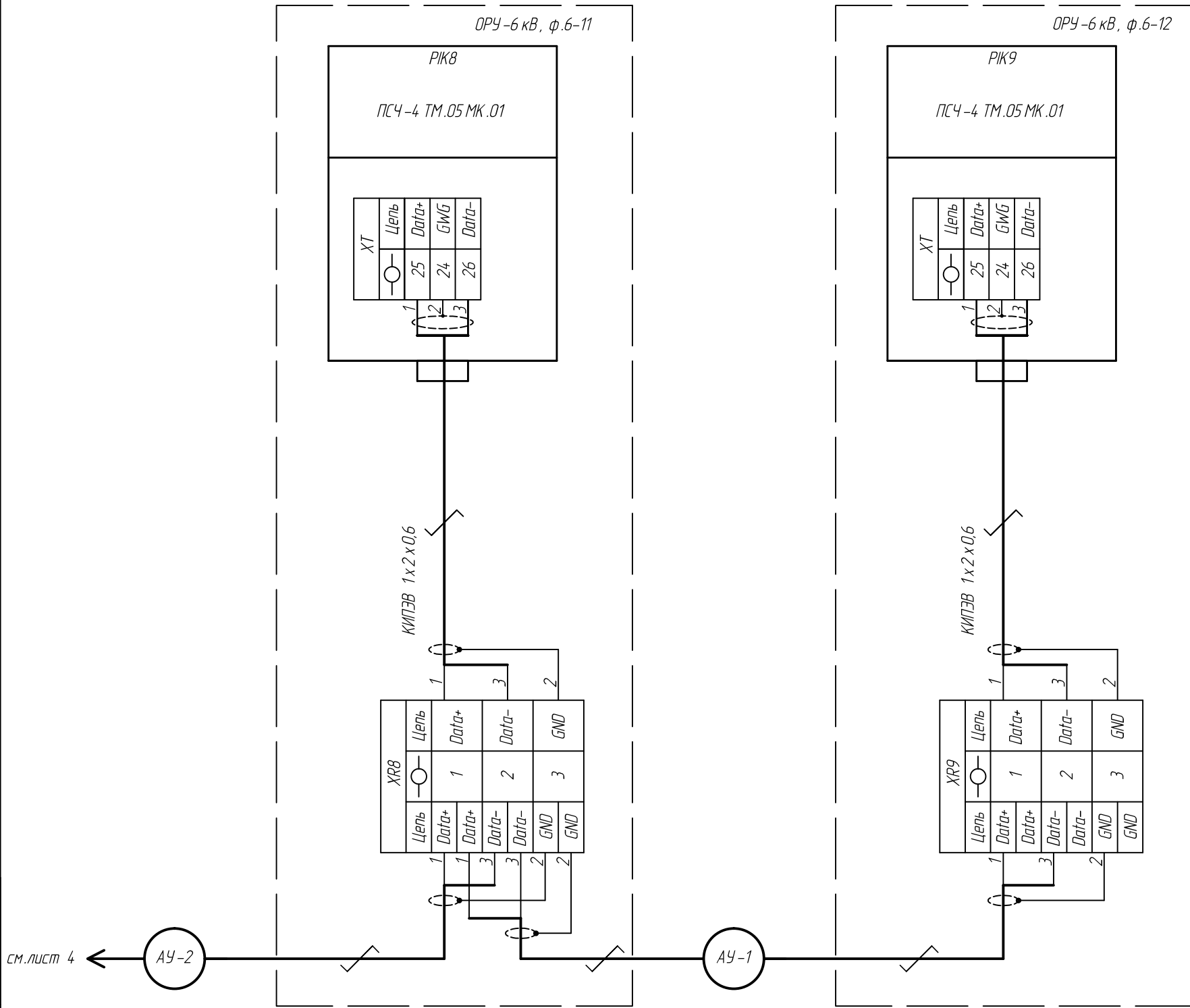


						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.09.РД.С5.02	Лист
							2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		





Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



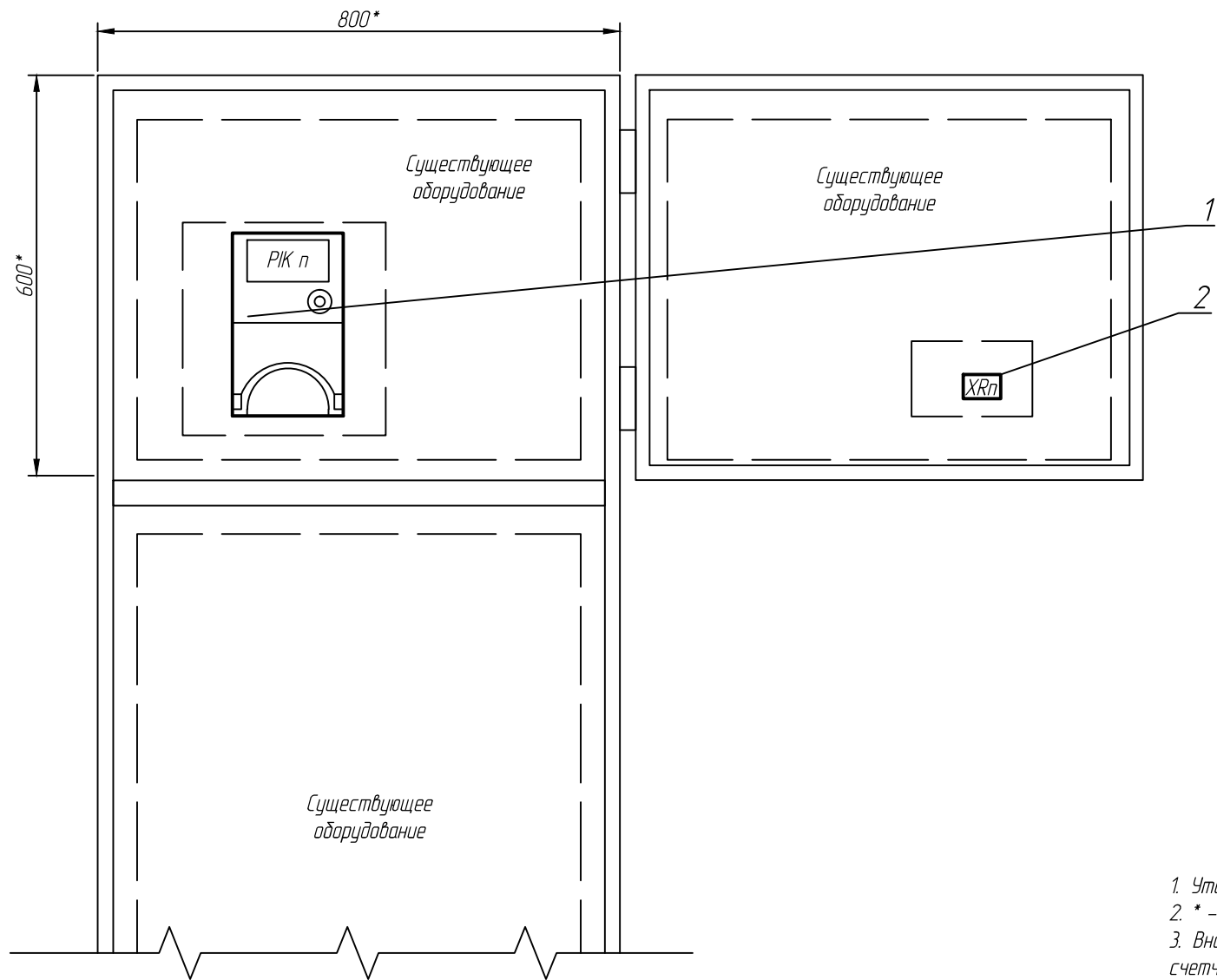
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.09.РД.С5.02

Формат АЗ

Лист
5

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ОРУ –6 кВ, ф. N



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK n	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR n	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

Таблица применения

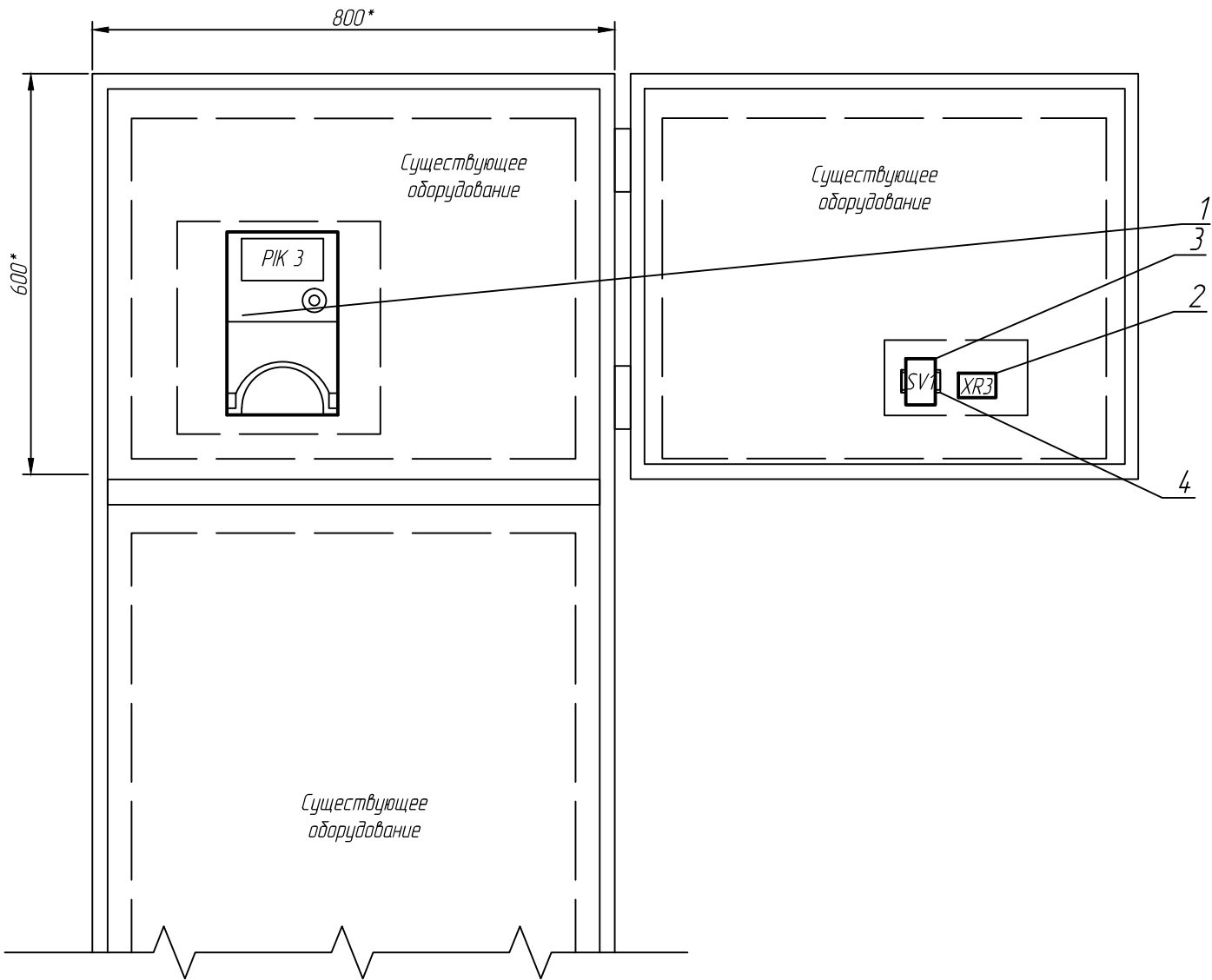
Наименование присоединения, ф.N	PIK n
ф. 6-3	4
ф. 6-4	5
ф. 6-5	6
ф. 6-6	7
ф. 6-11	8
ф. 6-12	9

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.
6. Перечень материалов указан для установки одного счетчика.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.09.РД.СА					
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №10 "Киселевский разрез"	Стадия	Лист	Листов		
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	3		
Провер.		Козлов			2020						
						Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"				
Утв.		Савченко			2020						

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ОРУ-6 кВ, ф. 6-2



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK 3	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR 3	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3	SV1	ГЗКС-1/д - модуль грозазащиты RS-485	1	
4		Монтажная DIN - рейка, L=100 мм	1	
5		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	10	

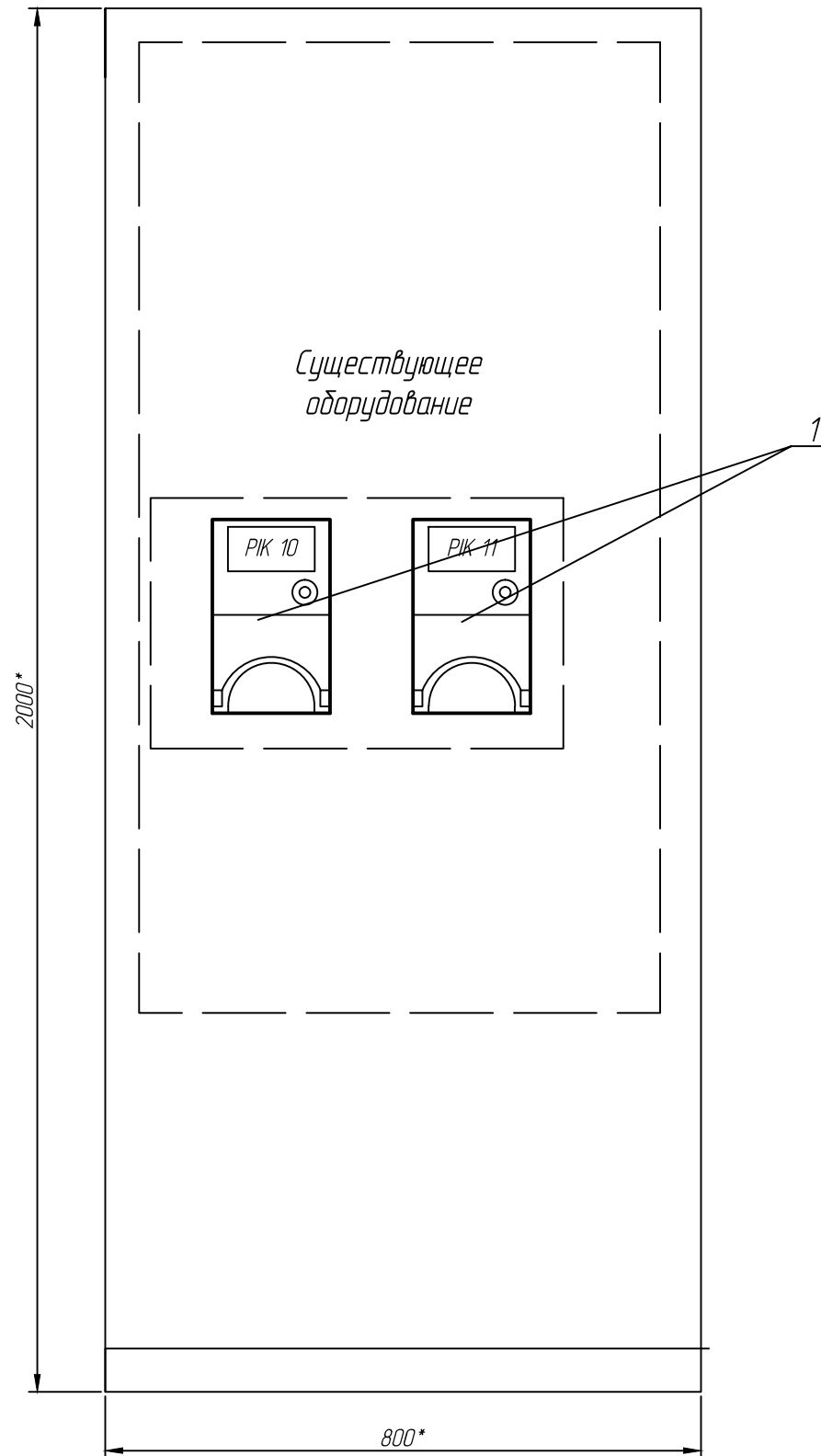
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии, разветвитель интерфейса и монтажную DIN-рейку установить при помощи саморезов поз.5.
- Модуль грозазащиты установить на монтажную DIN-рейку.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.09.РД.СА	Лист
							2

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

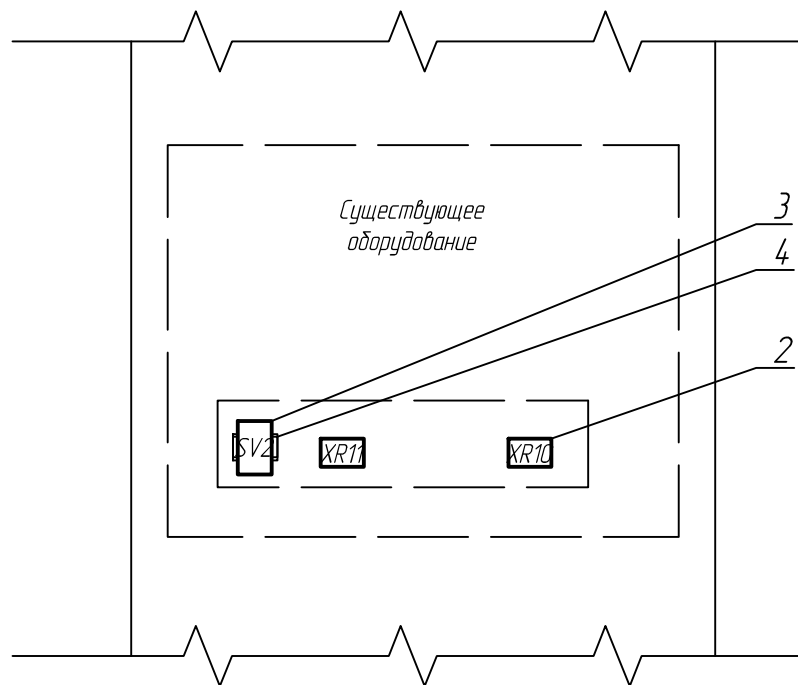
Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, Щит собственных нужд

Вид спереди



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 10, РК 11	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
2	XR 10, XR 11	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	2	
3	SV2	ГЗКС-1/д - модуль грозозащиты RS-485	1	
4		Монтажная DIN - рейка, L=100 мм	1	
5		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	20	

Вид сзади



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КЧЭ.
- * - размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии, разветвитель интерфейса и монтажную DIN-рейку установить при помощи саморезов поз.5.
- Модуль грозозащиты установить на монтажную DIN-рейку.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.09.РД.СА	Лист
							3

				Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы	Примечания						
				1	2	3	4	5	6	7	8	9						
					<u>Монтаж в ПС</u>													
					<u>Приборы</u>													
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(57,7-115)/(100-200)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	9		С учетом РИК1, РИК2						
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(120-230)/(208-400)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	2								
					Комплект УСД-2.03/1	УСД-2.03/1		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	1								
					<u>Электроаппаратура</u>													
					Модуль грозозащиты	ГЗКС-1/Д		ЗАО ИТФ "Системы и технологии"	шт	2								
					Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт	9								
					<u>Кабели и провода</u>													
					Кабель для интерфейса RS-485 (витая пара)	КИПЭВнг (А)-LS 1х2х0,6		НПП "Спецкабель"	м	65								
					Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 3х2,5	ГОСТ Р 53769-2010			м	15								
Согласовано					<u>Монтажные материалы</u>													
					Труба гофрированная ПНД, d=20мм			"TDM Electric"	м	15								
					Монтажная DIN-рейка 35/7,5				м	0,2								
					Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16				шт	70								
					Ремешок -хомут 300х4,8 (JSS 4,8х300)	JSS 4,8х300			шт	100								
					Бирка кабельная маркировочная У134 У3.5	У134 У3.5			шт	20								
						0				0								
	Взам. инв. №																	
	Подпись и дата																	
	Инв. № подл.	1. Монтажные материалы допускается заменять на аналоги																
													ИЗТ.83.2020.0ЭСК.09.РД.В4					
													АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"					
						Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ПС 35/6 №10 "Киселевский разрез"			Стадия	Лист	Листов	
						Разраб.	Логашева			2020								
						Проверил	Козлов			2020	Спецификация оборудования, изделий и материалов			Р		1		
						Н.контр.					ООО "Инэнерготех"							
						Утв.	Савченко			2020								
													Копировал			Формат А3		

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №7 «Черкасовская»

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.ТРП

2020

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №7 "Черкасовская"

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №				

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во ли- стов	№ экз.	Примеча- ние
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-12		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	13-15		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	16		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	17-20		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	21-36		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	37-39		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	40-43		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	44-45		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	46-53		

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.08.ТД			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №7 «Черкасская» Ведомость ТД	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева						ТП	2	53
Пров.	Козлов						ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.	Савченко								

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ №7 "Черкасовская".

Технорабочий проект выполнен на основании:

- Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;
- Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ №7 "Черкасовская" находится в г.Киселевске и имеет распределительные устройства 35 и 6кВ. В настоящее время подстанция ПС 35/6кВ №7 "Черкасовская" присоединяется к энергосистеме двумя отпайками от ВЛ 35-Ч-1 и ВЛ 35-Ч-2.

ЗРУ-35кВ кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным выключателем.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6кВ мощностью 6,3МВА. Параллельная работа двух трансформаторов на ПС запрещена.

ЗРУ-6кВ выполнена по системе двух секций 6кВ с секционным разъединителем. В цепях присоединений ЗРУ-6кВ установлены трансформаторы тока типа ТПФМ-10, ТПЛ-10, ТПОЛ-10 класса точности 0,5 и трансформатор напряжения НАМИТ-10, класса точности 0,5.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;
- обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>станции.</p> <p>Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.</p> <p>Основные цели АИИС КУЭ:</p> <ul style="list-style-type: none">– повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;– межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;– обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени. <p>АИИС КУЭ также предназначена для организации:</p>					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.08.ТД		Лист
								3

информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи GPRS и GPRS.

15 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

16 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.</p> <p>ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.</p> <p>ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.</p> <p>ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.</p> <p>ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.</p> <p>ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.</p> <p>ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p>								
							ИЭТ.83.2020.03СК.08.ТД			Лист	
										5	
Изм.	Кол. л.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21.404-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21.406-88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303-80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304-82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001-83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958-76 Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861-83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.

ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.</p> <p>ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.</p> <p>ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.</p> <p>ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.</p> <p>ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД		Лист
								6

ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

1.7 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказом по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 –Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер по обслуживанию оборудования	1
Техник-электромеханик	2

Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
									7

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.ТД

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">— регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;— осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электро-энергии;— осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;— выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архи-ве.— обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;							
									ИЭТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		8

- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

1.9 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД		Лист
											9
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.08.ТД	Лист	
							11	

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип Существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС №7 35/6 кВ ф. 6	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТПФМ-10	200/5	НАМИ-10-2-УХ/12	6000/100
2	ПС №7 35/6 кВ ф. 33	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПЛ-10	200/5	НАМИ-10-2-УХ/12	6000/100
3	ПС №7 35/6 кВ ф. 13	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФМ-10	150/5	НАМИ-10-2-УХ/12	6000/100
4	ПС №7 35/6 кВ ф. 35	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПЛ-10	100/5	НАМИ-10-2-УХ/12	6000/100
5	ПС №7 35/6 кВ ф. 36	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПОЛ-10	150/5	НАМИ-10-2-УХ/12	6000/100
6	ПС №7 35/6 кВ ячейка низковольтного ф. 6	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4кВ	Нет данных	Нет данных		
7	ПС №7 35/6 кВ ячейка низковольтного ф. 2	СЭБ-1ТМ.02Д.02	1					
8	ПС №7 35/6 кВ ячейка низковольтного ф. 14	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5		Нет данных	Нет данных		
9	ПС №7 35/6 кВ ТСН	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ	Нет данных	Нет данных	-	-

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист
							12

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК и СЭБ-1ТМ.02Д.02;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Взам. инв. №	<p>ИВКЭ;</p> <p>– конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;</p> <p>– измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энерго-ресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.</p> <p>Второй уровень ИВКЭ</p> <p>Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – Совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электростановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.</p>
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

							Лист
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.08.ТД	13
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИБК). ИБК – совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИБК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

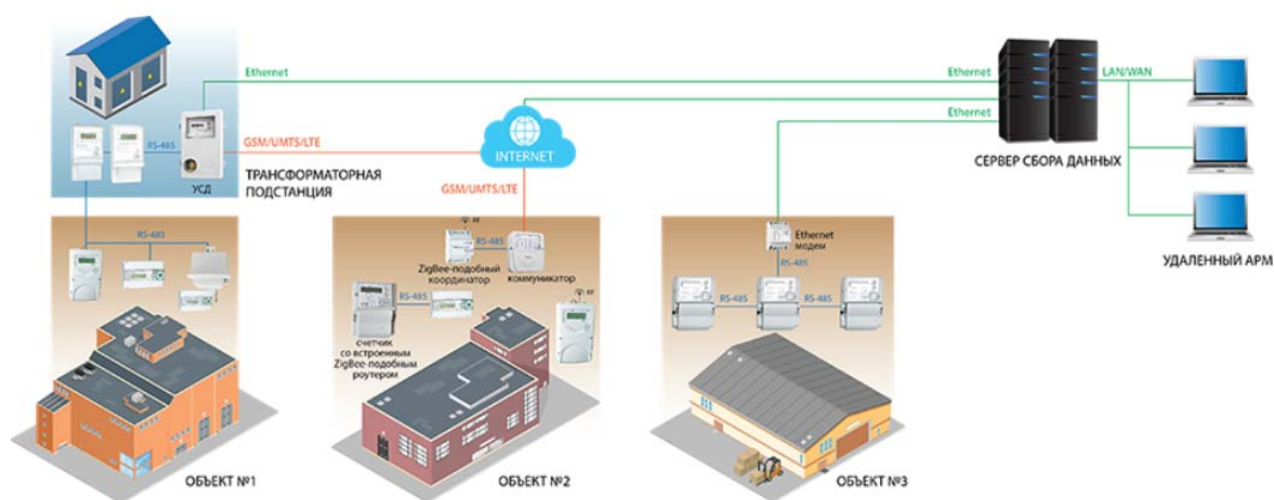
- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - полчасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист 14
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								
									Лист	
									15	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.08.ТД				

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист	
							16	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.									
<p>4.2 Организация информационного обеспечения</p> <p>Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.</p> <p>Организация информационного обеспечения в АИИС КЧЭ изображена на рисунке 4.1.</p>											
								ИЭТ.83.2020.03СК.08.ТД		Лист	
										17	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

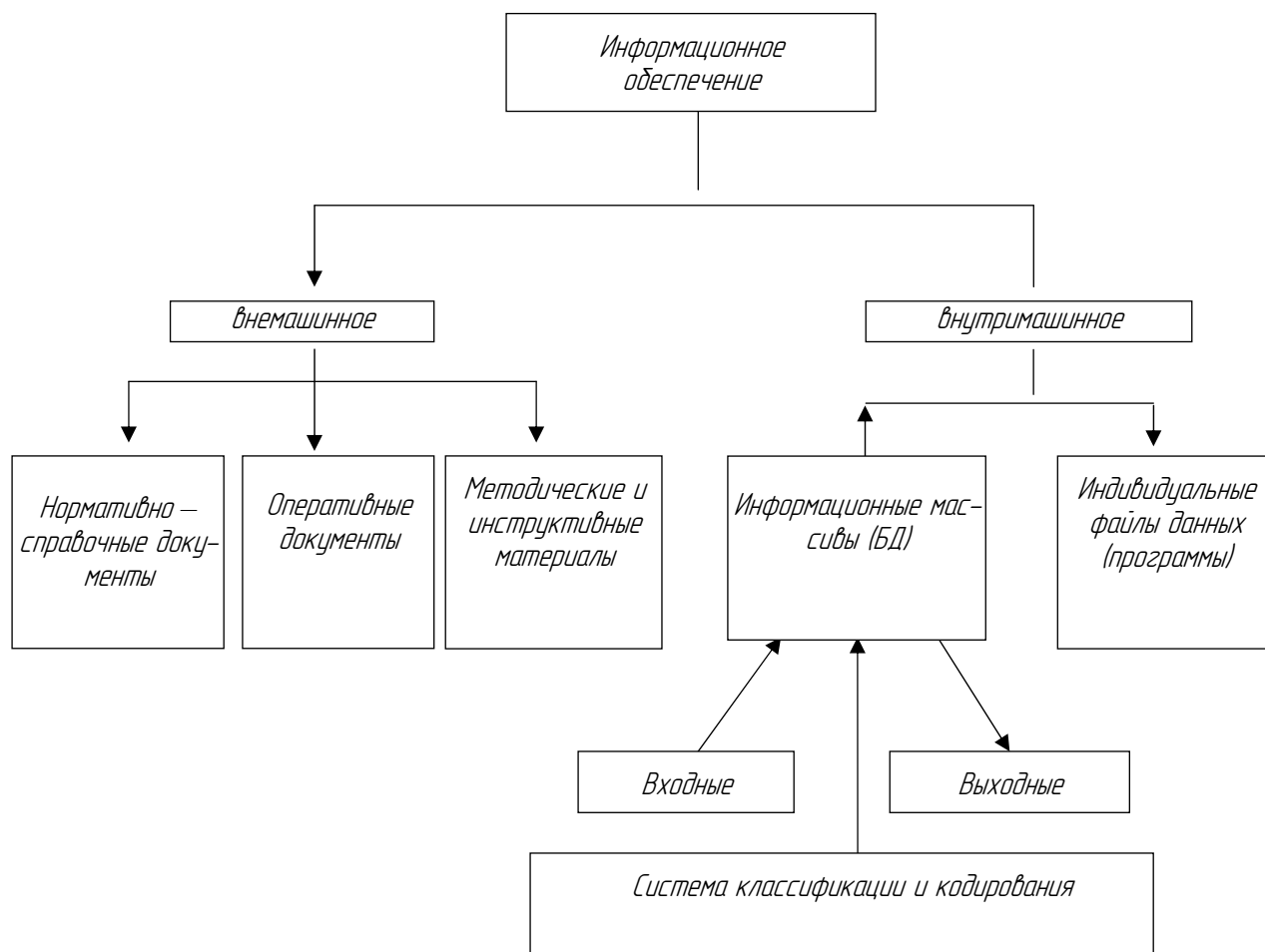


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.08.ТД	Лист 18
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

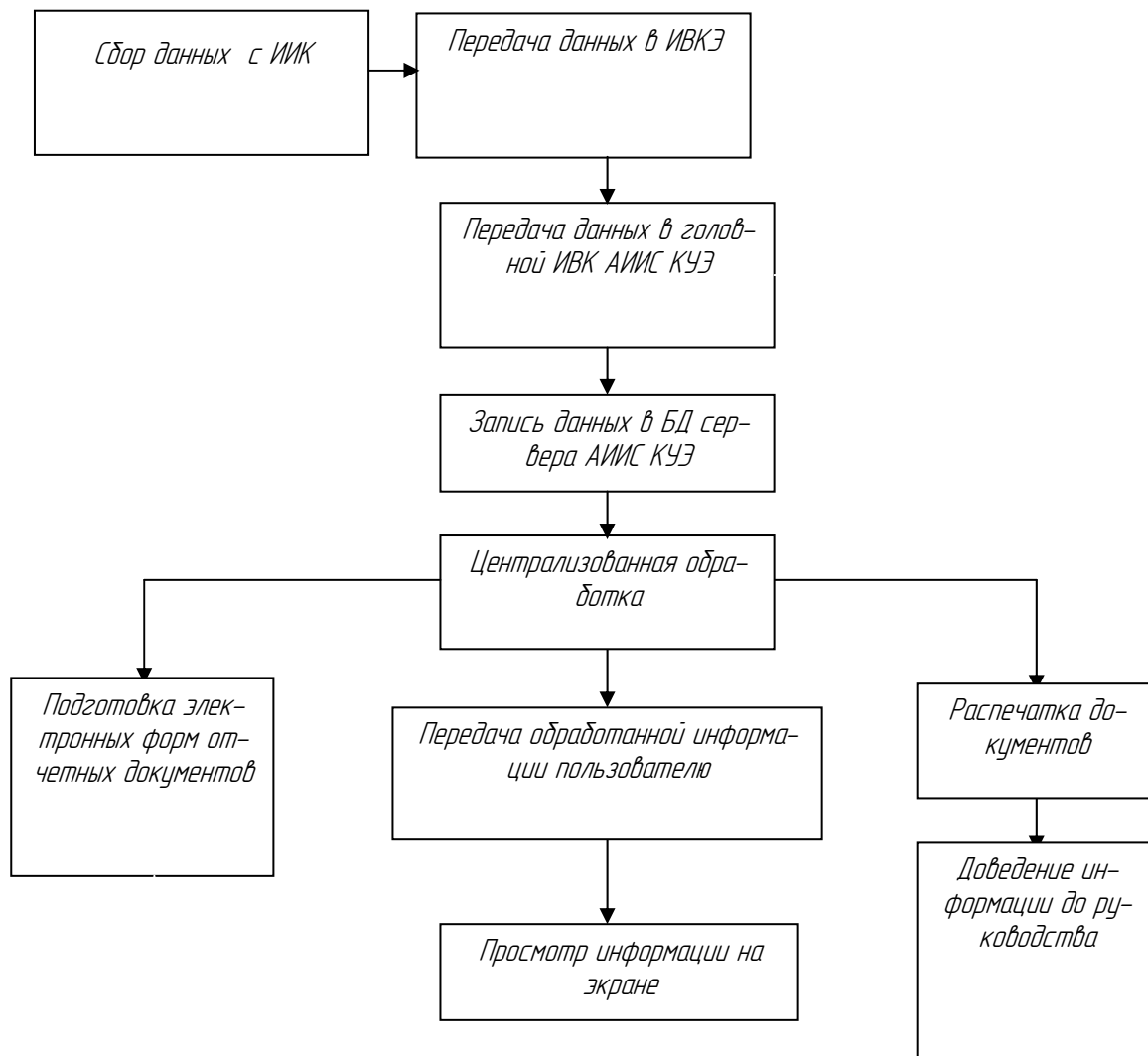


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашиной информации

Внемашина информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист
							19

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 20
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.08.ТД			

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК и СЭБ-1ТМ.02Д.02

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S трансформаторного включения и 1 непосредственного включения.

Счетчик ПСЧ-4ТМ.05МК

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствует ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА ПСЧ-4ТМ.05МК.

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Тарификатор:

- четыре тарифа (Т1-Т4);

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД		Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	21

- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;
- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>3. Регистрация максимумов мощности нагрузки</p> <p>Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.</p> <p>Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none">• интервальных максимумов (от сброса до сброса);• месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев). <p>4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии</p>					
						ИЭТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		22	

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;
- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквадрантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">• сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям. <p>В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:</p> <ul style="list-style-type: none">• как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);• как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по перед- нему, заднему фронту или обоим фронтам);• как вход телесигнализации. <p>Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:</p> <ul style="list-style-type: none">• ограничения мощности нагрузки;• ограничения энергии за сутки;							
									ИЭТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		23

- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;
- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.</p> <p>В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.</p> <p>ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА</p>							
									ИЭТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		24

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------	--------------

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии реактивной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005 1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _д
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с U _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{д} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{д} \leq I < 0,1I_{д}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{д} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист
							25

непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1\delta \leq I \leq I_{\max}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05\delta \leq I < 0,1\delta$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1\delta \leq I \leq I_{\max}$, $\sin\varphi=0,25$
полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{\text{ном}}$ до $1,15U_{\text{ном}}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{\max}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{ном}}$
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $\delta \leq I \leq I_{\max}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_0}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05\delta \leq I < \delta$
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$
Полная мощность, потребляемая каждой последователь-	0,1

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист
							26

ной цепью, не более, ВА				
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)
Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Тарификация и учет энергии

Электросчетчики ведут многотарифный учет активной энергии в четырех тарифных зонах (Т1–Т4), по четырем типам дней (будни, суббота, воскресенье, праздник) в двенадцати сезонах.

Дискрет тарифной зоны составляет 10 минут. Чередование тарифных зон в сутках ограничено числом десятиминутных интервалов в сутках и составляет 144 интервала.

Тарификатор электросчетчиков использует тарифное расписание, расписание праздничных дней и список перенесенных дней. Электросчетчики ведут архивы тарифицированной учтенной энергии:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

В каждой тарифной зоне ведется раздельный учет энергии до и после программируемого лимита, учет суммарной энергии до и после программируемого лимита (например, социальный лимит).

Профиль параметров

Счетчики электроэнергии опционально ведут четырехканальный массив профиля параметров с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной мощности независимо от направления, напряжения сети, тока нагрузки и температуры внутри электросчетчика.

Глубина хранения массива профиля со временем интегрирования 30 минут составляет 113 суток.

Измерение параметров сети и показателей качества электричества

Счетчики электроэнергии измеряют мгновенные значения физических величин, характеризующих однофазную электрическую сеть, и могут использоваться как измерители следующих параметров:

- активной, реактивной и полной мощностей;
- напряжения сети и встроенной батареи;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри электросчетчика.

Все измеряемые параметры сети доступны через интерфейс связи и могут отображаться на индикаторе электросчетчика в режиме индикации вспомогательных параметров.

Счетчики могут использоваться как измерители показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения частоты сети согласно ГОСТ 13109–97 и по параметрам установленного отклонения напряжения согласно ИЛГШ.4.11152.158ТУ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД		Лист
											29
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Управление нагрузкой

Счетчики электроэнергии формируют сигналы управления нагрузкой по различным программируемым критериям и позволяют производить отключение/включение нагрузки посредством внешнего коммутирующего устройства. Электросчетчики с функцией управления нагрузкой могут работать в следующих режимах:

- в режиме предоплаты;
- в режиме ограничения мощности нагрузки;
- в режиме ограничения энергии за сутки;
- в режиме контроля напряжения сети;
- в режиме контроля температуры электросчетчика;
- в режиме управления нагрузкой по расписанию.

Указанные режимы могут быть разрешены или запрещены в любых комбинациях в зависимости от конфигурации электросчетчиков.

Испытательный выход

В счетчиках электроэнергии функционирует один изолированный испытательный выход основного передающего устройства, который может конфигурироваться для формирования:

- сигнала индикации превышения программируемого порога активной мощности;
- импульсов телеметрии канала учета активной энергии;
- сигнала управления нагрузкой по программируемым критериям;
- сигнала контроля точности хода часов.

Цифровой вход

В электросчетчиках функционирует один изолированный цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки;
- как вход для счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Журналы

Счетчики ведут журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журнал превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Электросчетчики имеют жидкокристаллический индикатор (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, одну кнопку управления режимами индикации.

Электросчетчики в режиме индикации основных параметров позволяют отображать на индикаторе учтенную активную энергию:

- всего от сброса показаний по текущему тарифу до и после установленного лимита;
- всего от сброса показаний по каждому тарифу и сумме тарифов до и после установленного лимита;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев по каждому тарифу и сумме тарифов, до и после установленного лимита.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД		Лист
											30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Счетчики электроэнергии в режиме индикации вспомогательных параметров позволяют отображать на индикаторе измеренные мгновенные значения следующих физических величин:

- активной, реактивной и полной мощности;
- напряжения сети и встроенной батареи;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри электросчетчика.

Интерфейс связи

Счетчики электроэнергии обеспечивают возможность считывания, программирования и перепрограммирования параметров и данных через интерфейсы связи RS-485, оптопорт.

Счетчик с PLC-модемом обеспечивает передачу данных по низковольтным электрическим сетям общего назначения и соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 6100-3-8-97) с поддержкой стека протоколов Y-NET, позволяющего организовывать сеть передачи данных древовидной структуры с автоматической адресацией, маршрутизацией и автоматической оптимизацией маршрутов.

Работа с электросчетчиками через интерфейсы связи может производиться с применением программного обеспечения «Конфигуратор СЭТ-4ТМ».

Доступ к параметрам и данным электросчетчика со стороны интерфейсов связи защищен паролями на чтение и программирование (два уровня доступа).

Метрологические коэффициенты и заводские параметры защищены аппаратной перемычкой и недоступны без вскрытия пломб.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Базовый (максимальный) ток, А	5(75)
Ток чувствительности, мА	20
Номинальное напряжение, В	230 (220)
Установленный диапазон рабочих напряжений, В	от 160 до 265
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон частоты сети, Гц	от 47,5 до 52,5
Класс точности	1
Пределы допускаемой основной погрешности измерения, %:	
напряжения сети и его усредненного значения	$\delta_1 = \pm \left[0,9 + 0,1 \left(\frac{1,15 \cdot U_{\text{н}}}{U_{\text{н}}} - 1 \right) \right]$ в рабочем диапазоне напряжений;
тока	$\pm 0,9$ при $I_{\text{д}} \leq I \leq I_{\text{тах}}$;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист
							31

	$\alpha = \pm \left[0,9 + 0,1 \left(\frac{I_{\text{н}}}{I_{\text{н}}} - 1 \right) \right]$ <p>при $0,05 I_{\text{н}} \leq I \leq I_{\text{н}}$</p>
частоты сети и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц
Активная (полная) мощность, потребляемая параллельной цепью напряжения, не более, Вт (В·А) для счетчиков с интерфейсом RS-485 для счетчиков с PLC-модемом	1,4 (3,0) 2,0 (10) при времени усреднения 30 минут и непрерывной передачи PLC-модема
Полная мощность, потребляемая последовательной цепью, не более, В·А	0,1
Число индицируемых разрядов жидкокристаллического индикатора	8
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$
Изменение точности хода в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 55 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 10 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1$ $\pm 0,22$
Передаточное число, имп/(кВт·ч) : в основном режиме (А) в режиме поверки (В)	500 16000
Скорость обмена информацией, бит/с по интерфейсу RS-485 по оптопорту через PLC-модем	9600, 4800, 2400, 1200, 600, 300 9600 2500
Защита информации	два уровня доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов
Самодиагностика	циклическая, непрерывная
Рабочие условия эксплуатации электросчетчика: температура окружающего воздуха, °C относительная влажность, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	от минус 40 до плюс 55; до 90 при 30 °C; от 70 до 106,7 (от 537 до 800)
Межповерочный интервал, лет	16
Гарантийный срок эксплуатации, мес.	36
Сохранность данных при прерывании питания, лет постоянной информации внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)
Средняя наработка до отказа, час	140000
Средний срок службы, лет	30

Масса электросчетчика, кг	0,56
Габаритные размеры счетчика электроэнергии	108x113x66,5 мм

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.08.ТД	Лист	
							33	

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД		Лист
											34
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК и СЗБ-1ТМ.02Д.02 относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Взам. инв. №	<p>группе 5 по ГОСТ 22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.</p> <p>В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°С.</p> <p>5.6 Защита от несанкционированного доступа</p> <p>Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.</p>						
	Подп. и дата						
Инв. № подл.							
						ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист
							35
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист
										36
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №

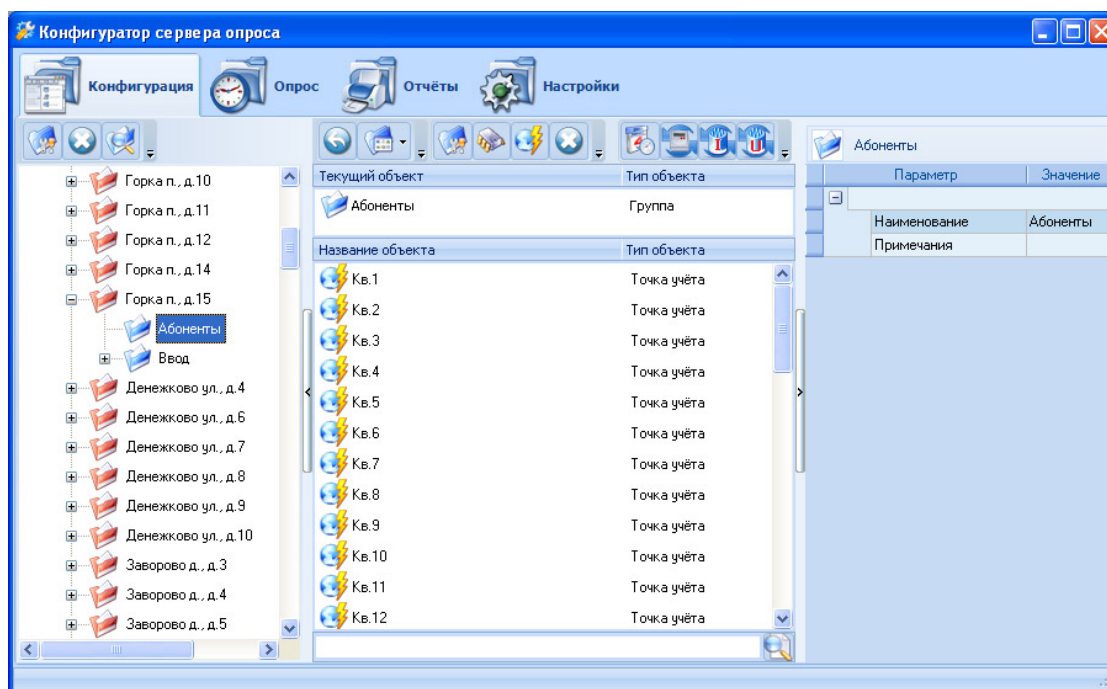
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» представлено на сайте производителя и может быть использовано в свободном доступе.

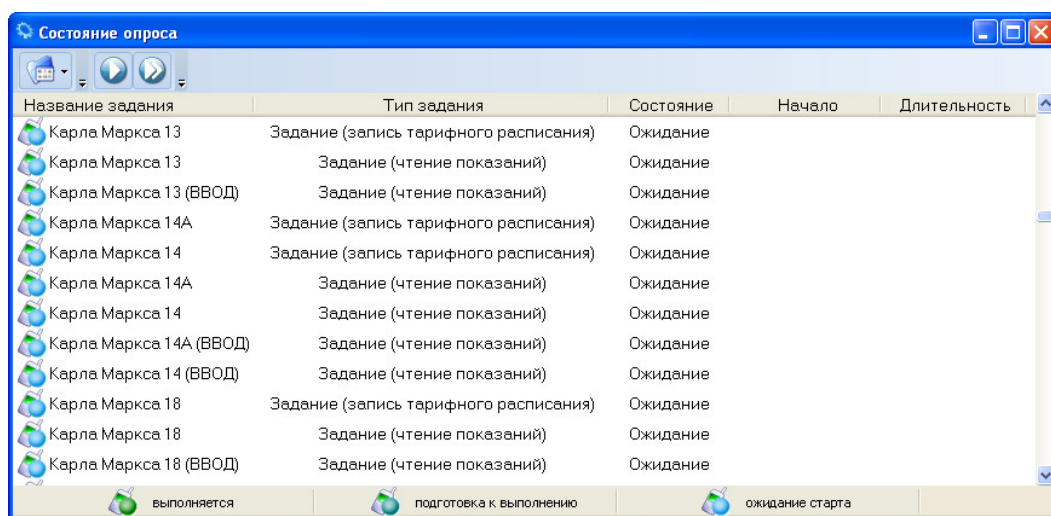
Сервер Опроса

Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса, данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



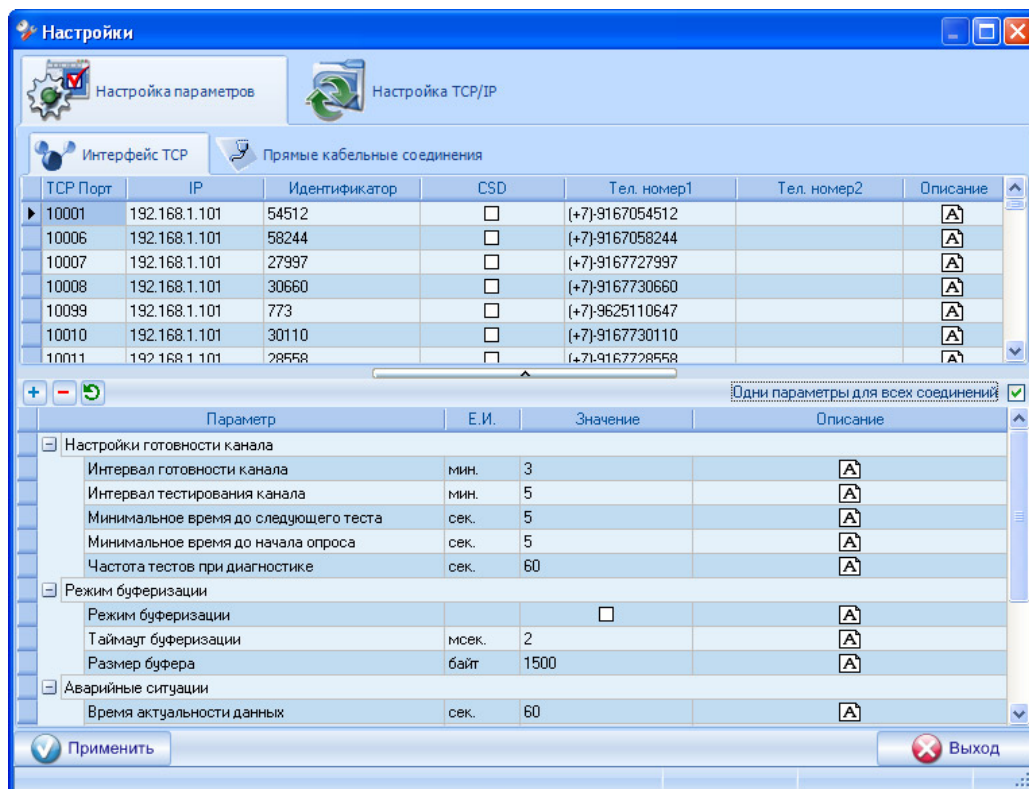
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.08.ТД

Лист

38

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф	Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.307	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД

Лист

39

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">- поверку АИИС КУЭ;- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.					
			<p>7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока</p> <p>Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.</p> <p>Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.</p>					

						ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист
							40
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электро-энергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).</p> <p>Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.</p> <p>7.6 Контроль точности результатов измерений</p> <p>Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.</p> <p>Задачами контроля точности являются проверки:</p>							
									ИЭТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		41

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f(5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f(20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист 42
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

<i>Элемент системы</i>	<i>Тип</i>	<i>Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений</i>
<i>Счетчик</i>	<i>ПСЧ-4ТМ.05.МК</i>	<i>62838</i>
<i>Счетчик</i>	<i>СЭБ-1ТМ.02Д.02</i>	<i>39617-09</i>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист
										43
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

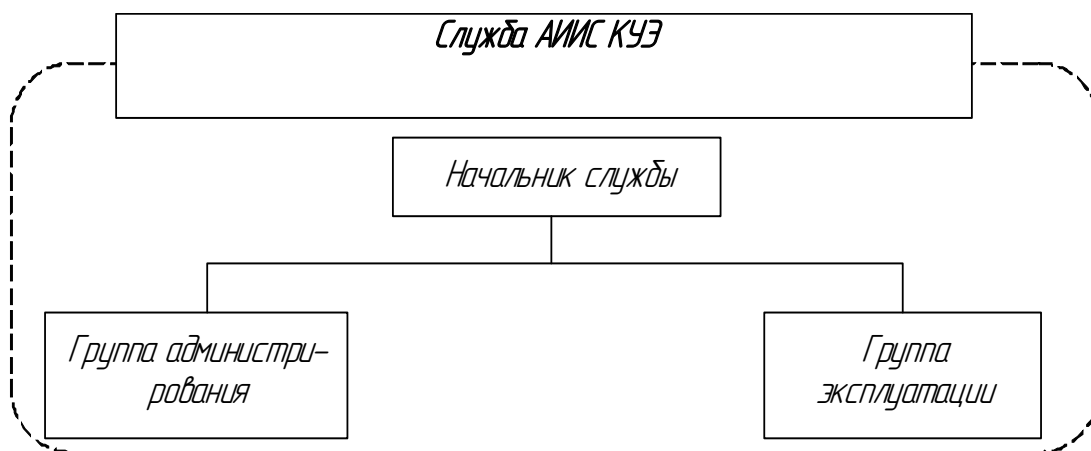


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>– внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.</p> <p>– обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;</p> <p>Основные функции группы эксплуатации:</p> <p>– контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;</p> <p>– проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;</p> <p>– проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;</p>									
						ИЭТ.83.2020.03СК.08.ТД						Лист
												44
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КУЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КУЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КУЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КУЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КУЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД	Лист
										45
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 9 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

Согласно ГОСТ 27.002-89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надежности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии;
- УСПД.

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003-90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	8
Счетчик	СЭБ-1ТМ.02Д.02	Восстанавливаемый	1

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надежности

Выбор номенклатуры показателей надежности произведён согласно ГОСТ 27.003-90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

Измерительные ТТ и ТН относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надежности: средняя наработка до отказа и срок службы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД		Лист
											46
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Щкаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надёжности:

- а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:
средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;
средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.
- б) для счетчиков электроэнергии:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;
среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.
- в) для системы шкафов УСПД:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;
время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надёжности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надёжности.

Расчет показателей надёжности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надёжности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надёжности приведены в таблице.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЗ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.08.ТД		Лист
								47

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	8	165000	Описание типа
2	Счетчик	СЭБ-1ТМ.02Д.02	1	140000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИМК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	8	165000	0,0000545
2	Счетчик электроэнергии	СЭБ-1ТМ.02Д.02	1	140000	0,0000071
Итого для ИМК					0,0000616883

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИБКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИБКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД						Лист
									48
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0000679383$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 14\,719 \text{ ч.}$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 14\,719 / (2 + 14\,719) = 0,99.$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:</p> $K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$ <p>$K_r=14\,719/(2+14\,719)=0,99.$</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.08.ТД		Лист
								49

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку не менее 140000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

– счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжести последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.08.ТД		Лист	
								50	

Наименование элемен- тов	Вид (описание от- каза)	Возможные причи- ны	Последствия отказа			Способы и средс- тва локализации	Рекомендации по устранению тяжести по- каза	Категория тя- жести отказа
1	2	3	4	5	6	7	8	9
9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта								

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;
- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<i>шего соответствующие проверки;</i>						
			<i>- лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.</i>						
			<i>а) ежедневная профилактика включает в себя:</i>						
<i>- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;</i>									
<i>- проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет от-казов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;</i>									
<i>- анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;</i>									
							<i>ИЗТ.83.2020.ОЭСК.08.ТД</i>		<i>Лист</i>
									<i>51</i>
<i>Изм.</i>	<i>Кол.уч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>				

- доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;
- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;
- резервирование коммерческой информации на внешние носители.

в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:

- поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;

г) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;

- для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.

д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;
- полное тестирование и выявление неисправных устройств;
- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КЧЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КЧЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП. Расчет и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t,$$

где Q – количество запасных элементов;

N – количество элементов на подстанции;

t – % (на основании договора).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ясь эксплуатационной и технической документацией.																							
			9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП																							
			Для поддержания АИИС КУЗ на требуемом уровне надёжности необходимо предусмотреть комплект ЗИП. Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле: $Q = N * t ,$ где Q – количество запасных элементов; N – количество элементов на подстанции; t – % (на основании договора).																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол-ч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол-ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.08.ТД		Лист
Изм.	Кол-ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																					
								52																		

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЗ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №										
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.08.ТД				Лист		
										53		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6 кВ №7 “Черкасовская”

ТОМ 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта																																																																																	
Обозначение			Наименование				Примечание																																																																										
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.ТП			Общие данные																																																																														
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.С 1			Схема структурная																																																																														
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.СБ.01			Схема однолинейная																																																																														
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.СБ.02			Схема электрическая принципиальная распределительной сети																																																																														
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.С 7			План расположения оборудования и проводок																																																																														
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.01			Схема подключения вторичных цепей																																																																														
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.С 5.02			Схема подключения информационных цепей																																																																														
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.СА			Чертеж установки технических средств																																																																														
Ведомость ссылочных и прилагаемых документов																																																																																	
Обозначение			Наименование				Примечание																																																																										
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.В 4			Спецификация оборудования и материалов																																																																														
<p>Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП</p>																																																																																	
<p>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.ТП</p> <p>ПС 35/6кВ №7 "Черкасовская"</p>																																																																																	
<table><tr><td colspan="2">Изм.</td><td colspan="2">Кол. уч.</td><td colspan="2">Лист</td><td colspan="2">№ док.</td><td colspan="2">Подп.</td><td colspan="2">Дата</td></tr><tr><td colspan="2">Разраб.</td><td colspan="2">Логашева</td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2">2020</td></tr><tr><td colspan="2">Провер.</td><td colspan="2">Козлов</td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2">2020</td></tr><tr><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td></tr><tr><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td></tr><tr><td colspan="2">Утв.</td><td colspan="2">Савченко</td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2">2020</td></tr></table>										Изм.		Кол. уч.		Лист		№ док.		Подп.		Дата		Разраб.		Логашева								2020		Провер.		Козлов								2020																										Утв.		Савченко								2020	
Изм.		Кол. уч.		Лист		№ док.		Подп.		Дата																																																																							
Разраб.		Логашева								2020																																																																							
Провер.		Козлов								2020																																																																							
Утв.		Савченко								2020																																																																							
<table><tr><td colspan="2">Стадия</td><td colspan="2">Лист</td><td colspan="2">Листов</td></tr><tr><td colspan="2">Р</td><td colspan="2"></td><td colspan="2">1</td></tr><tr><td colspan="6">ООО "Инэнерготех"</td></tr></table>										Стадия		Лист		Листов		Р				1		ООО "Инэнерготех"																																																											
Стадия		Лист		Листов																																																																													
Р				1																																																																													
ООО "Инэнерготех"																																																																																	
Формат А4																																																																																	

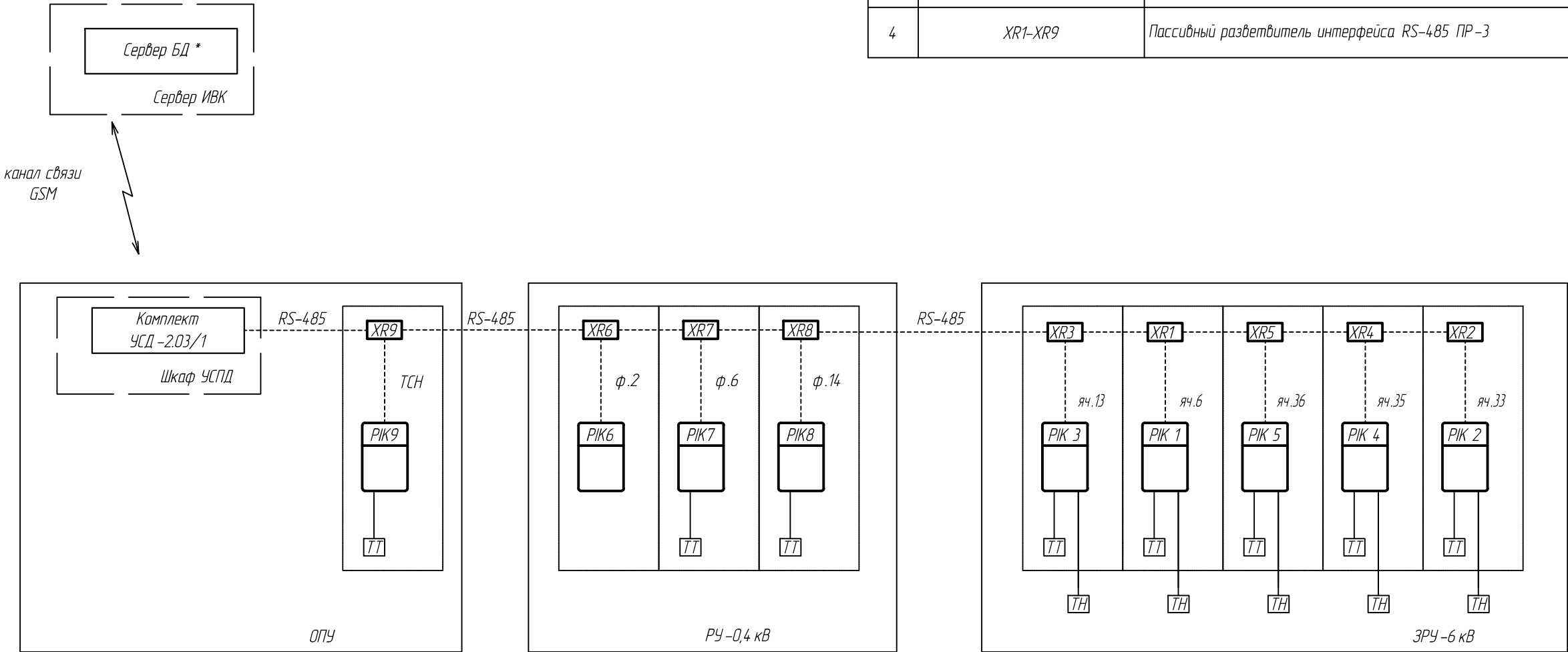
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

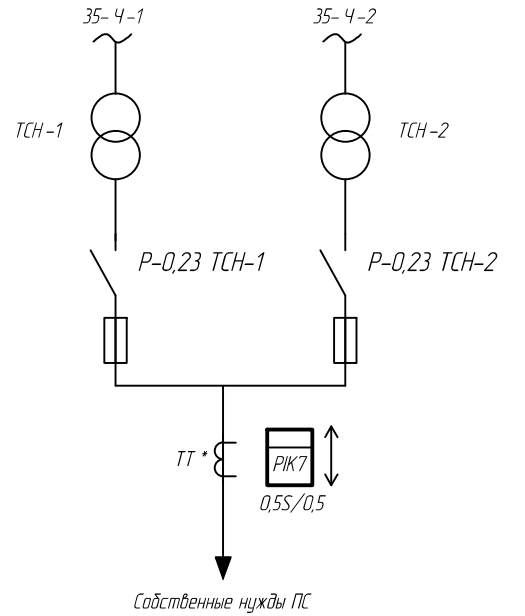
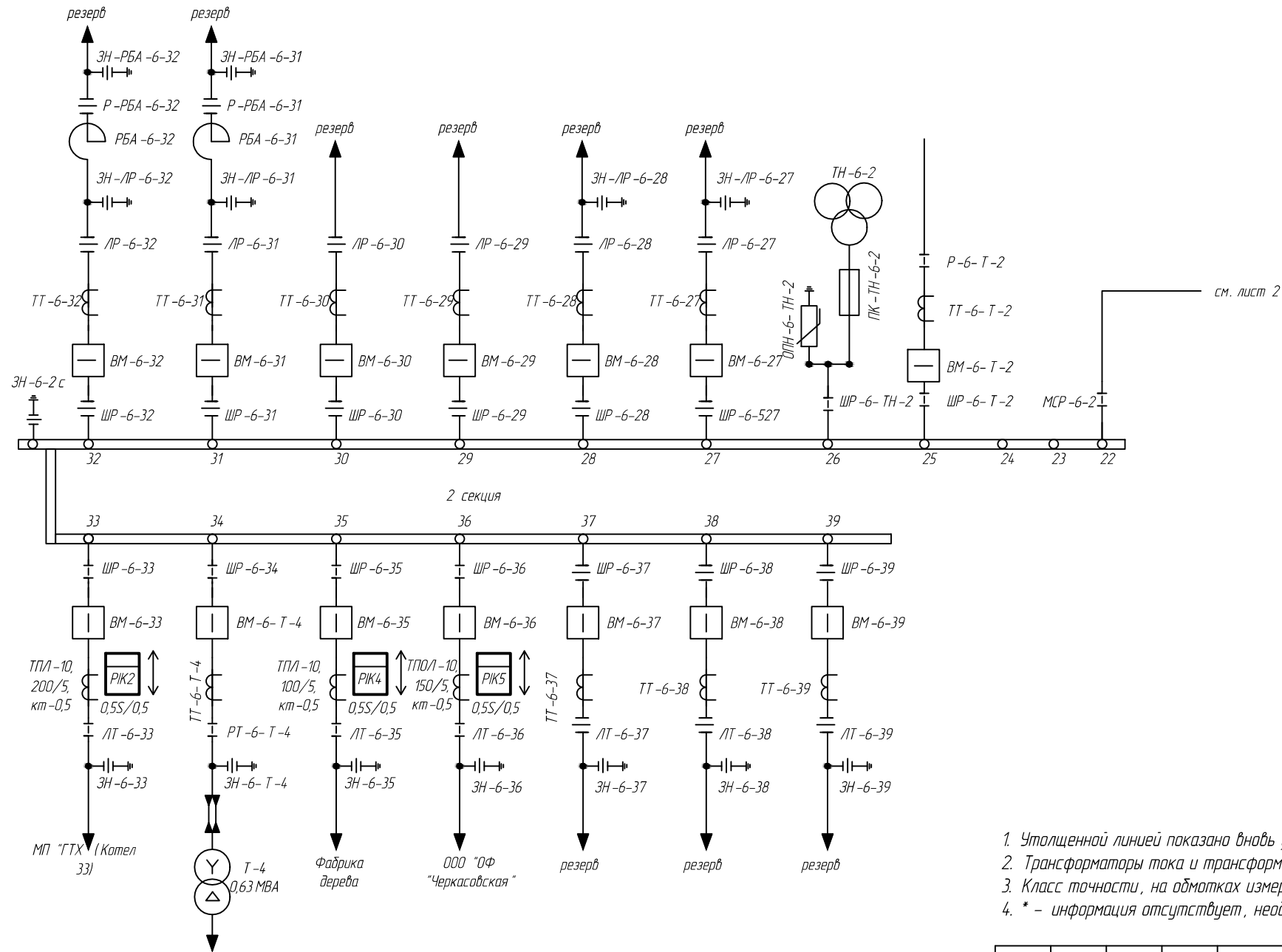
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK1- PIK5	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	5	
2	PIK6, PIK8, PIK 9	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.05	3	
3	PIK 7	Счетчик электроэнергии СЗБ –1 ТМ.02 Д.02	1	
4	XR1-XR9	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР –3	9	



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – сервер уровня ИБК в данном проекте не предусматривается.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.С 1			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №7 "Черкасовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р		1
Провер.		Козлов			2020	Схема структурная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

ПС 35/6 кВ №7 "Черкасовская"



1. Утолщенной линией показана вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
4. * – информация отсутствует, необходимо убедиться в выполнении п.2 настоящего примечания.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.СБ.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева			2020	ПС 35/6кВ №7 "Черкасовская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Козлов			2020		Р	1	3
						Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

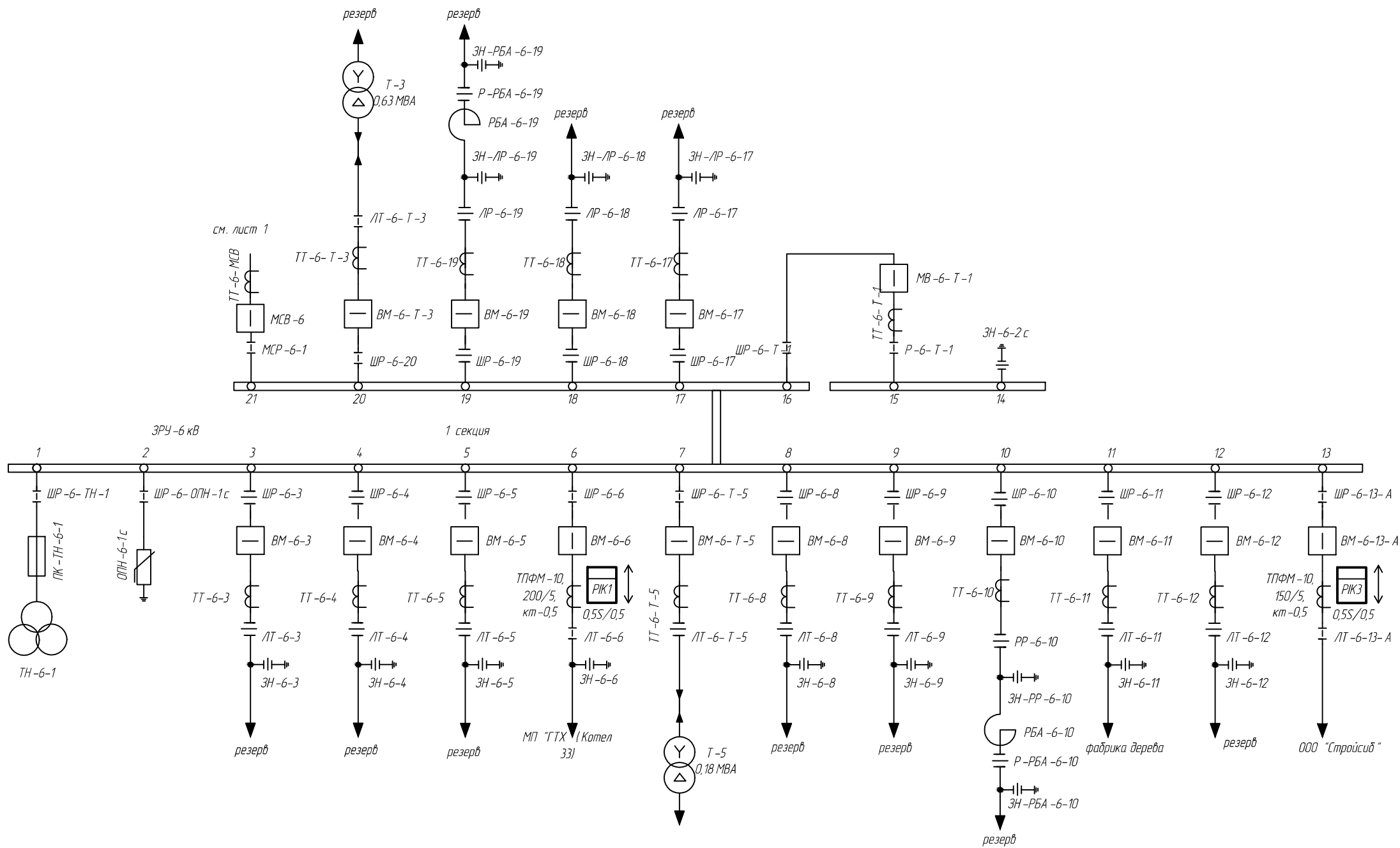
Согласовано

ВЗАМ. УНВ. №

Подпись и дата

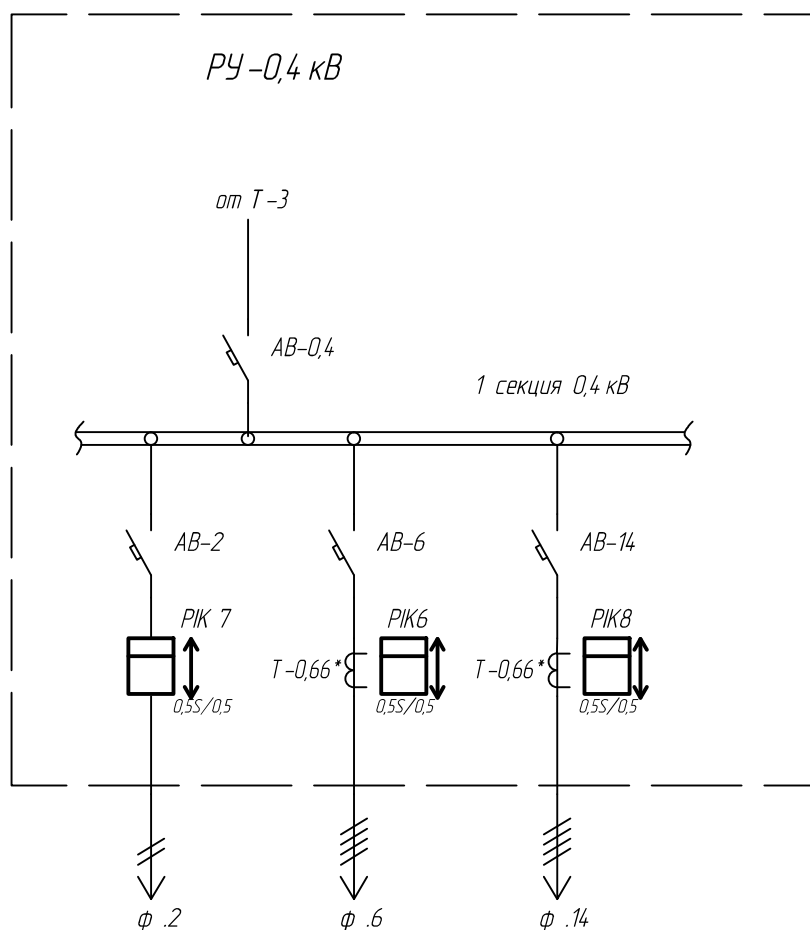
Инв. № подл.

ПС 35/6 кВ №7 "Черкасовская"



Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

ПС 35/6 кВ №7 "Черкасовская"

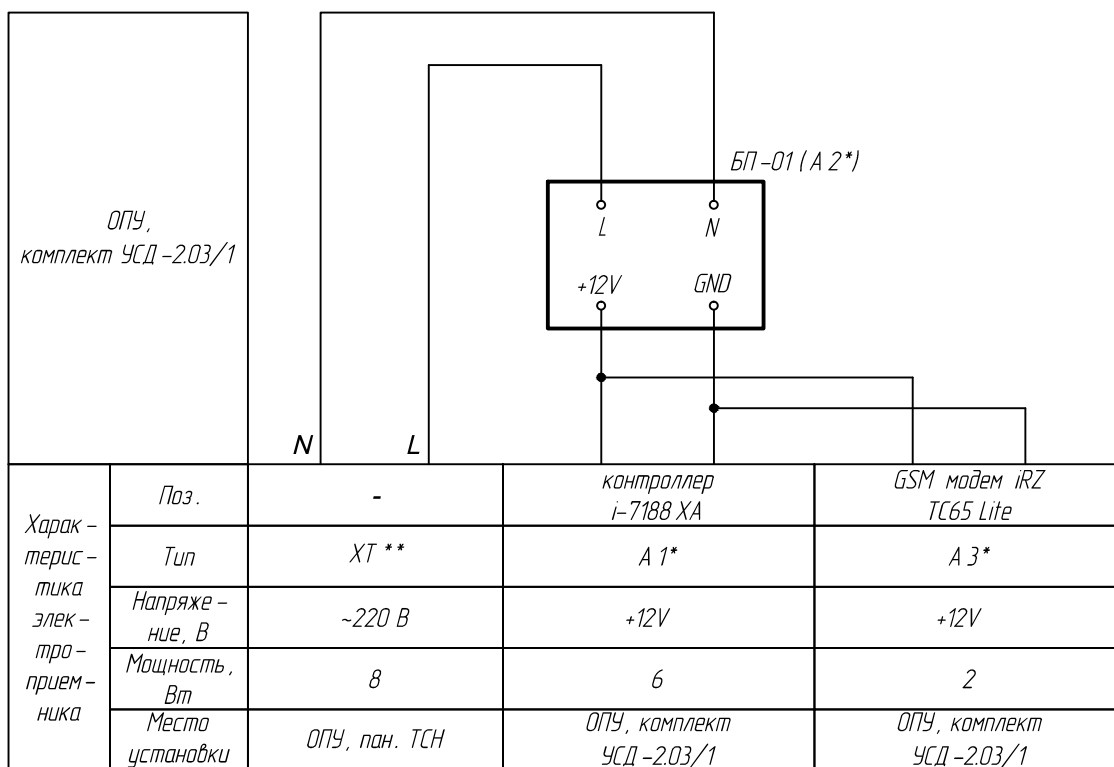


Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол. уч.	Лист
№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.08.РД.СБ.01

Лист

3



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.
3. ** - существующее оборудование. Место подключения питания УСД -2.03/1 определить при монтаже.

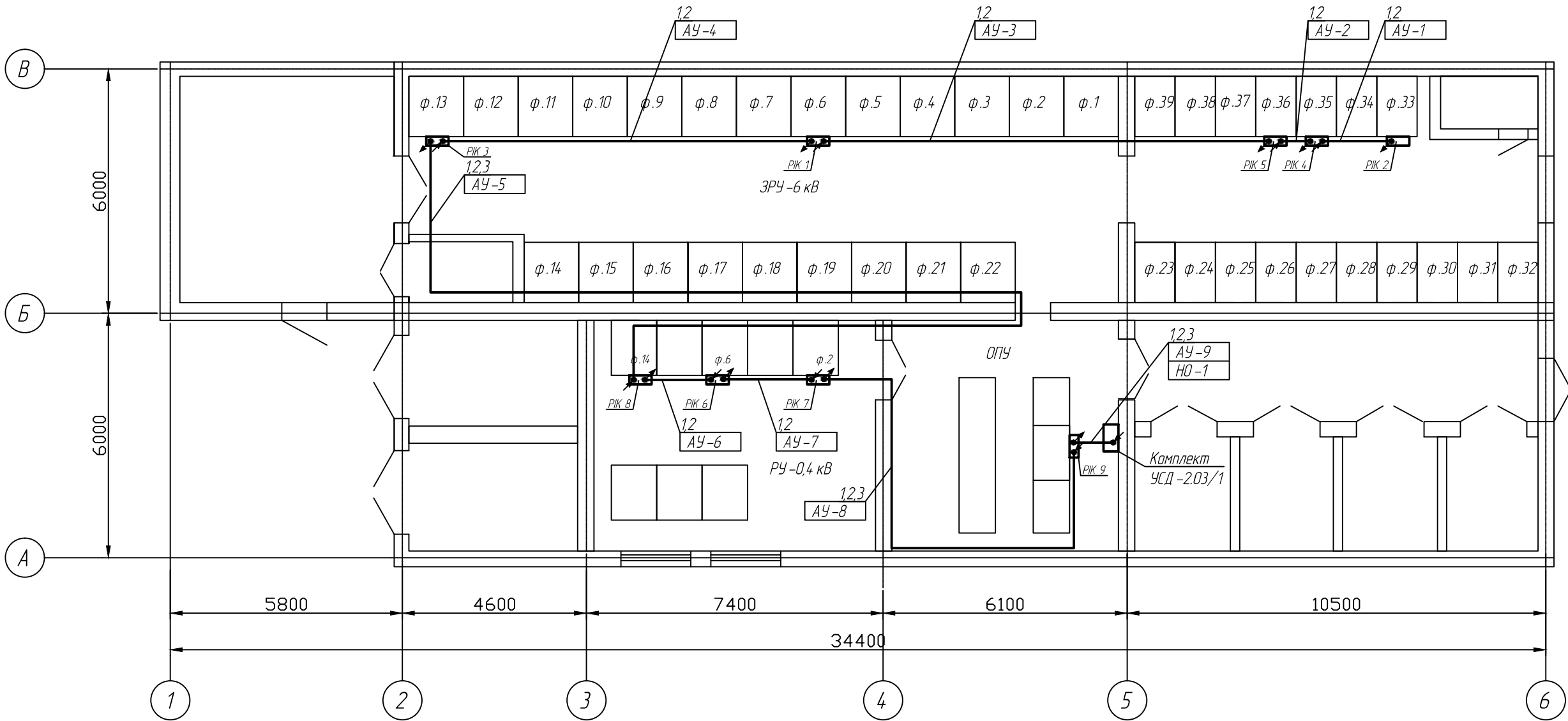
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.СБ.02

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.08. РД.СБ.02				
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
Разраб.	Логашева				2020	ПС 35/6кВ №7 "Черкасовская"		Стадия	Лист	Листов
Провер.	Козлов				2020			Р		1
						Схема электрическая принципиальная распределительной сети		ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020					

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	100	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	20	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	50	

ПС 35/6 кВ №7 "Черкасовская"
(отм. 0,000)



						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.С 7			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №7 "Черкасовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р		1
Провер.	Козлов				2020	План расположения оборудования и проводок	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Прокладку кабелей выполнить по существующим кабельным конструкциям, исходя их удобства монтажа.
3. Прокладка кабеля АУ-2 условно не показана. Монтаж произвести по существующим железобетонным кабельным лоткам.

Присоединение ф. N 6 кВ

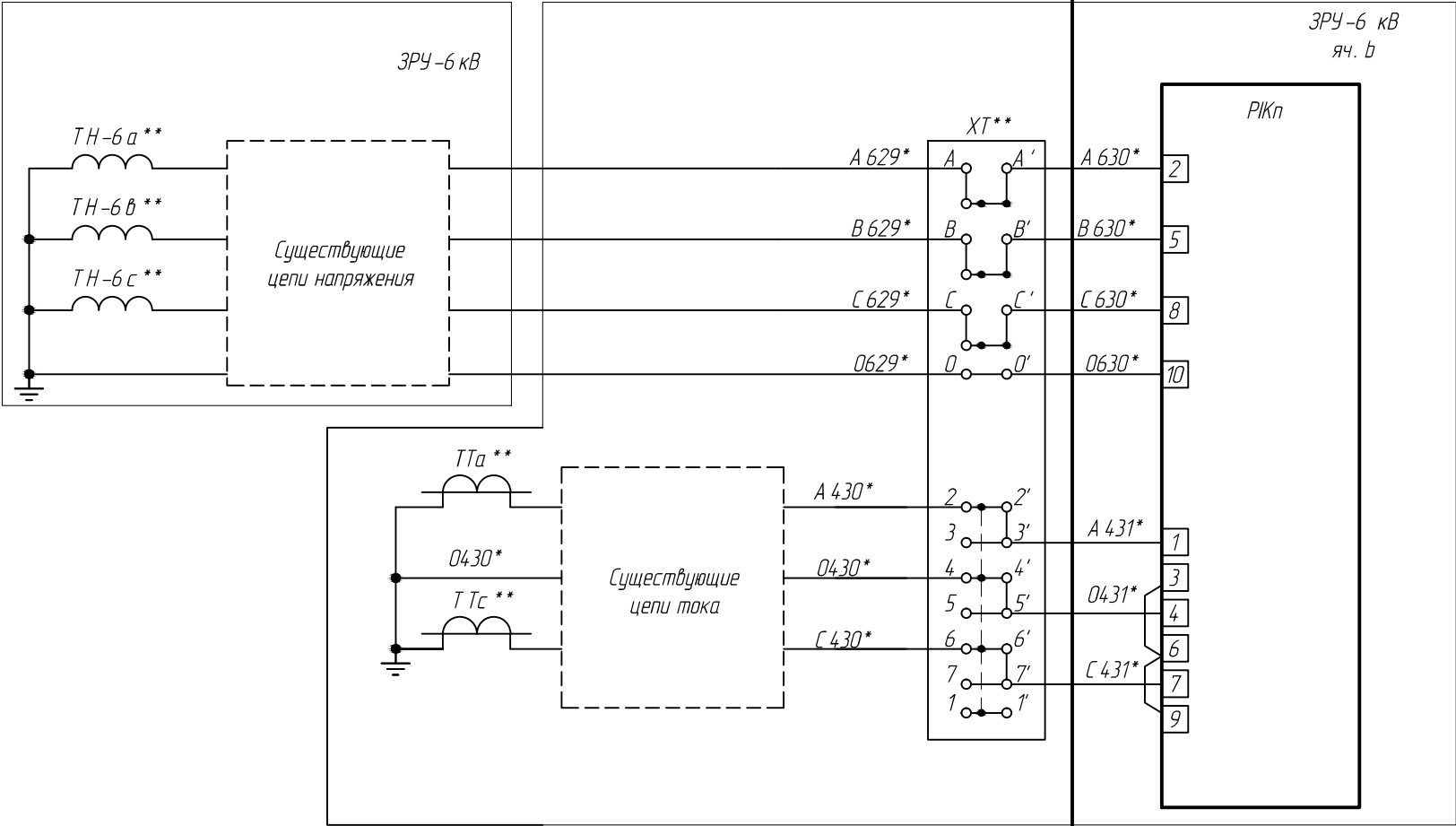


Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	ЗРУ-6 кВ, яч. б	Р/К п	Примечание
Ф. 6	6	1	Схему подключения определить при монтаже
ф. 33	33	2	
ф. 13	13	3	
ф. 35	35	4	
ф. 36	36	5	

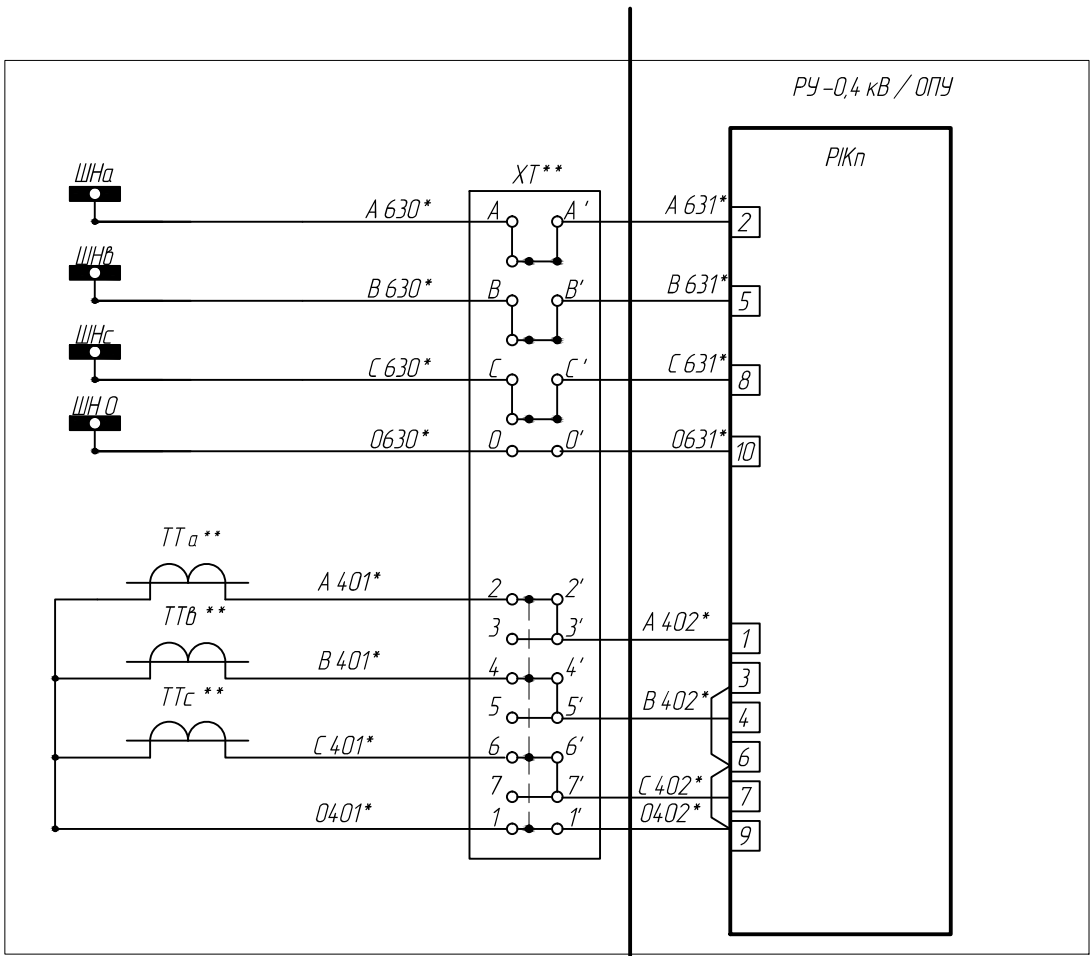
Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №7 "Черкасовская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
000 "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.08.РД)

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.08. РД.С 5.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №7 "Черкасовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	3
Провер.		Козлов			2020				
						Схема подключения вторичных цепей	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №7 "Черкасовская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.08.РД)

Таблица применения

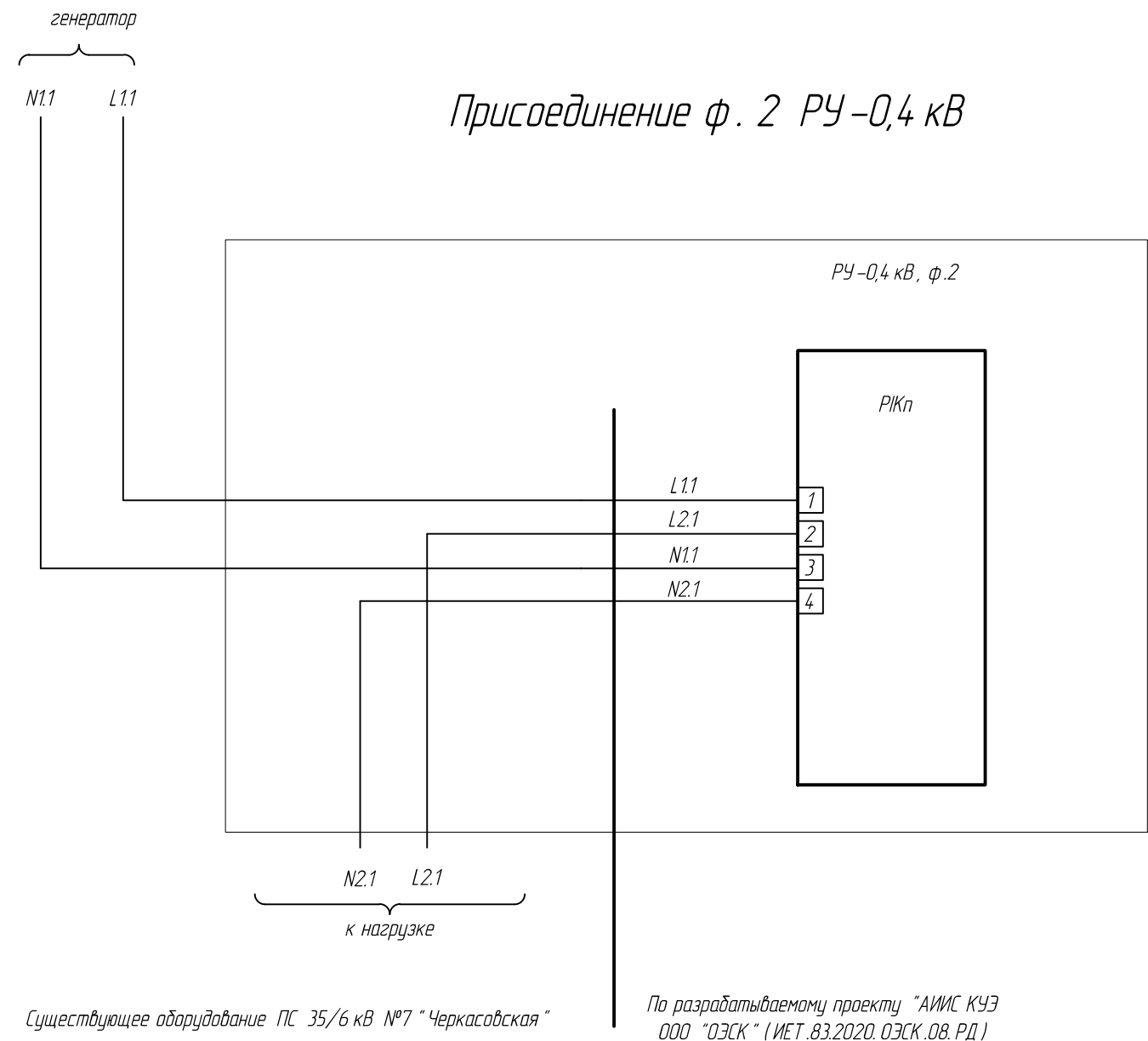
Наименование присоединения, ф. N	РКП n
ф. 6	6
ф. 14	8
ТСН	9

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инд. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЕТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.С5.01	Лист
							2

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



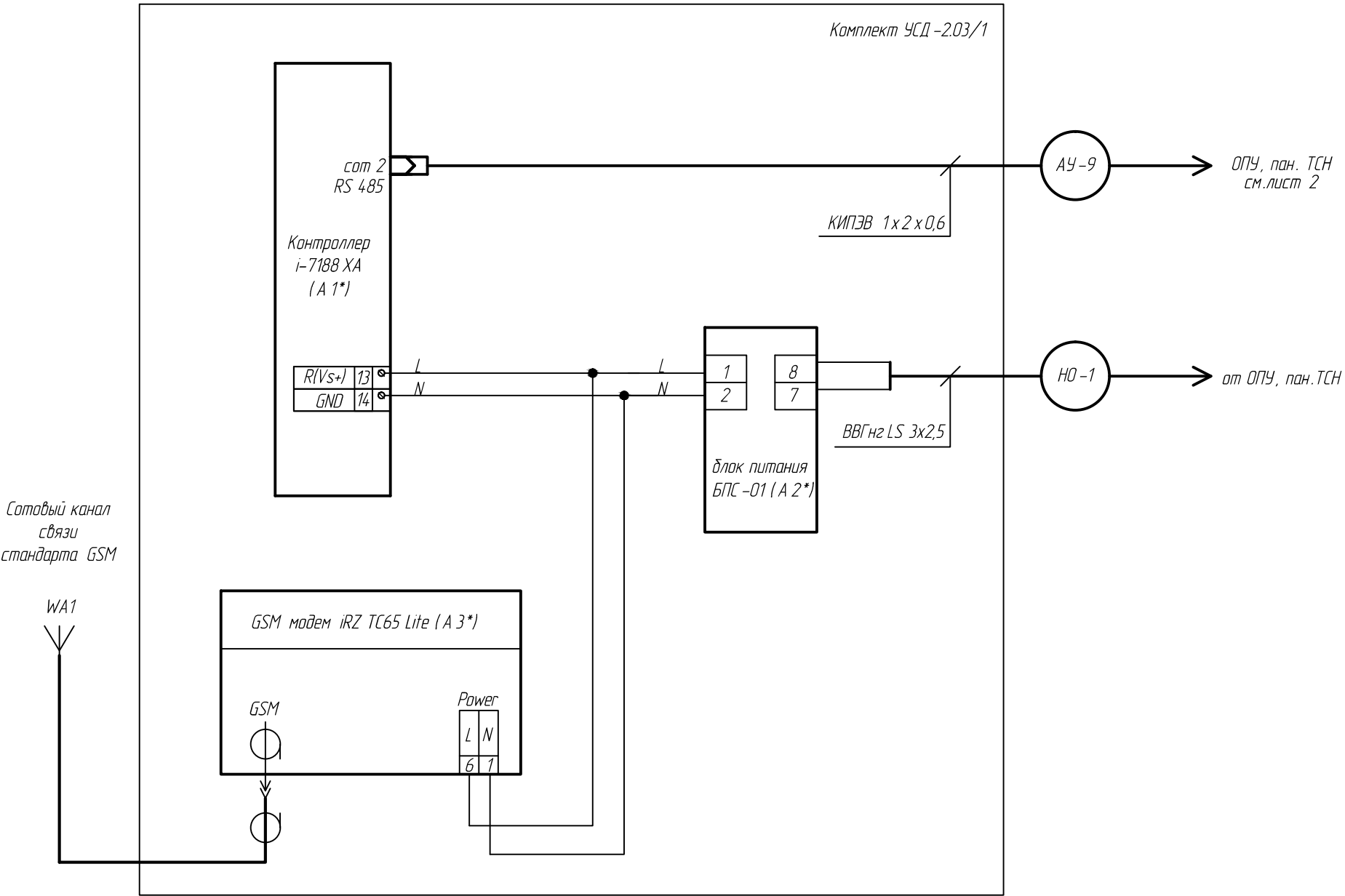
- 1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- 2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- 3. ** – существующее оборудование.
- 4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

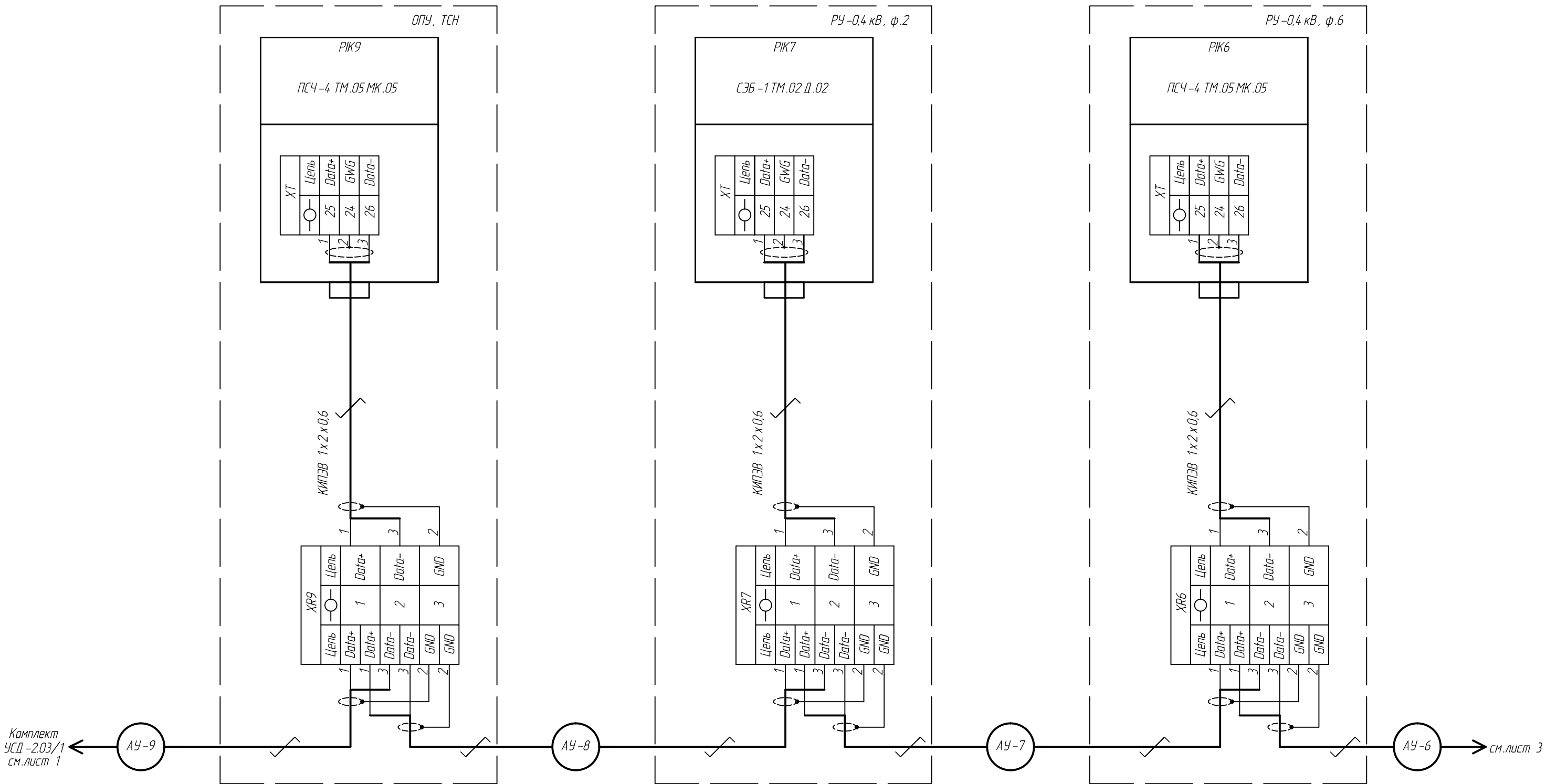
Инв. № подл.



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * – обозначение прибора по паспорту.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.С 5.02			
						АИИС КЧЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №7 "Черкасовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	4
Провер.		Козлов			2020	Схема подключения информационных цепей	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



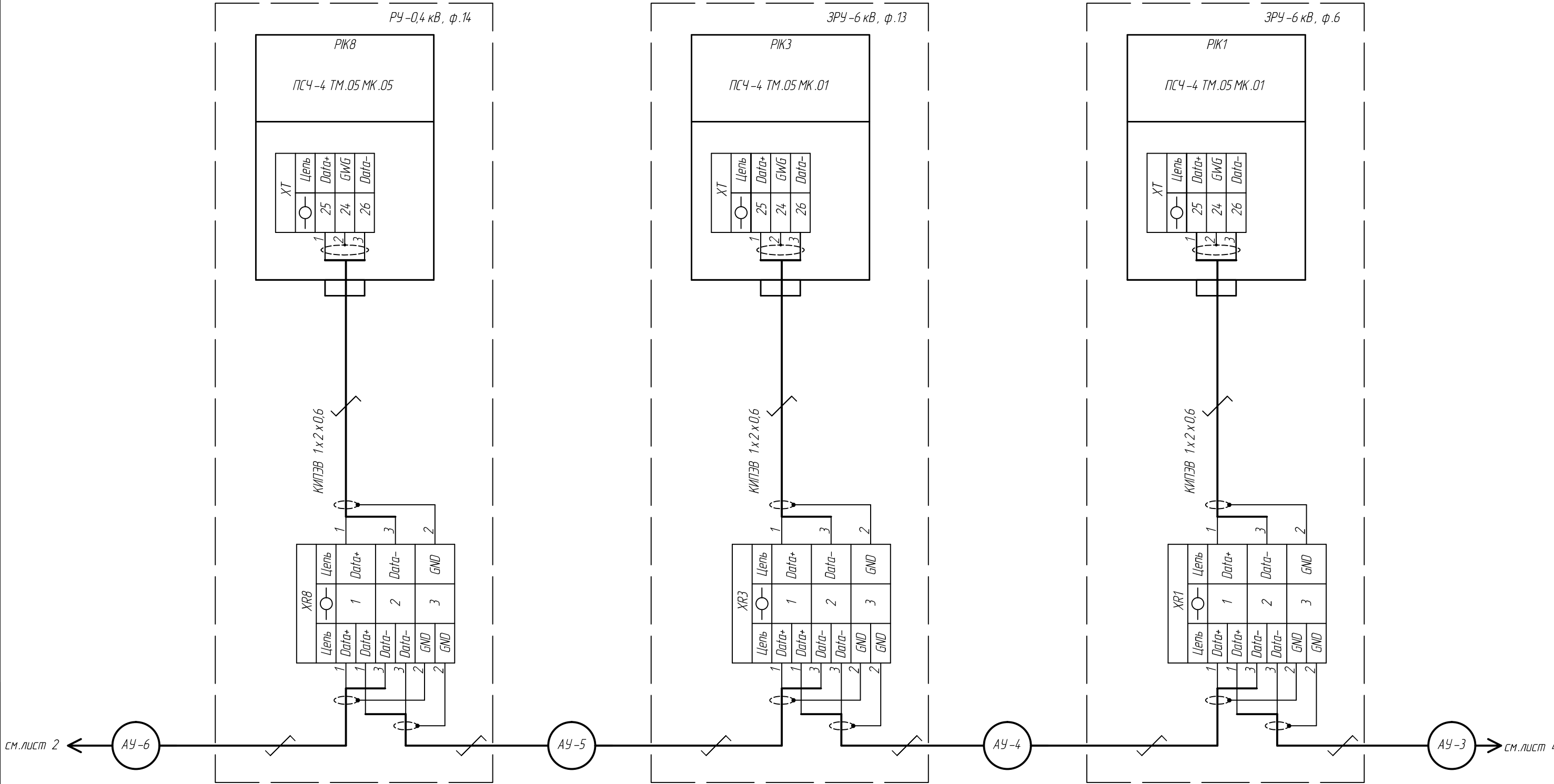
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

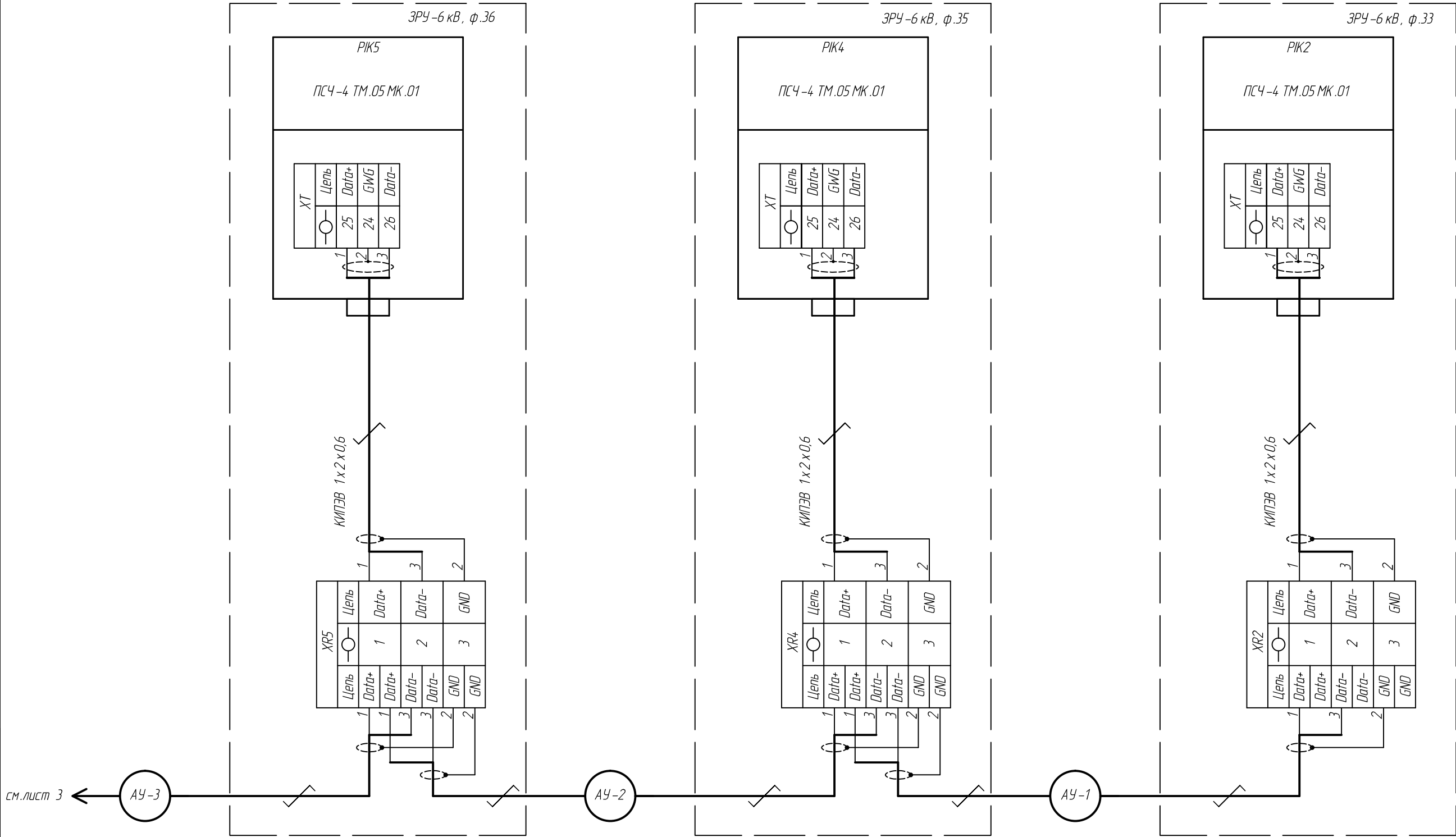
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.08.РД.С5.02

Формат А3

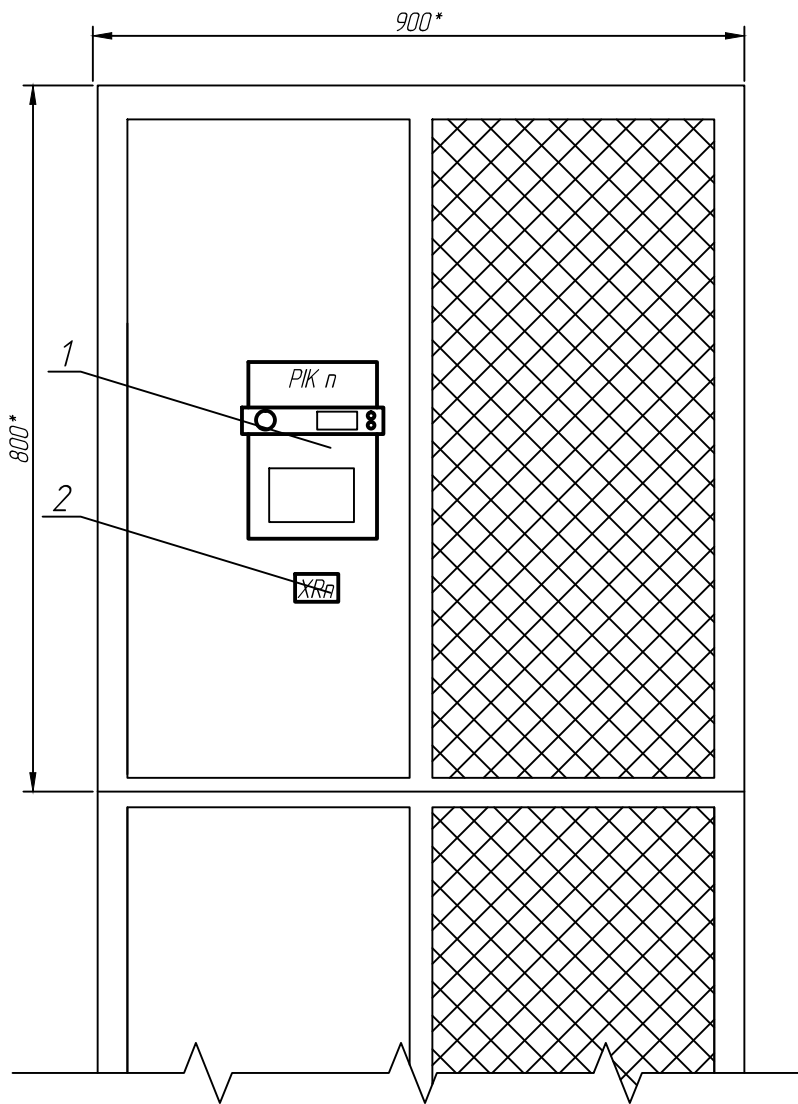
Auctm

2





Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ-6 кВ, ф.N



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК n	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	1	
2	ХР n	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

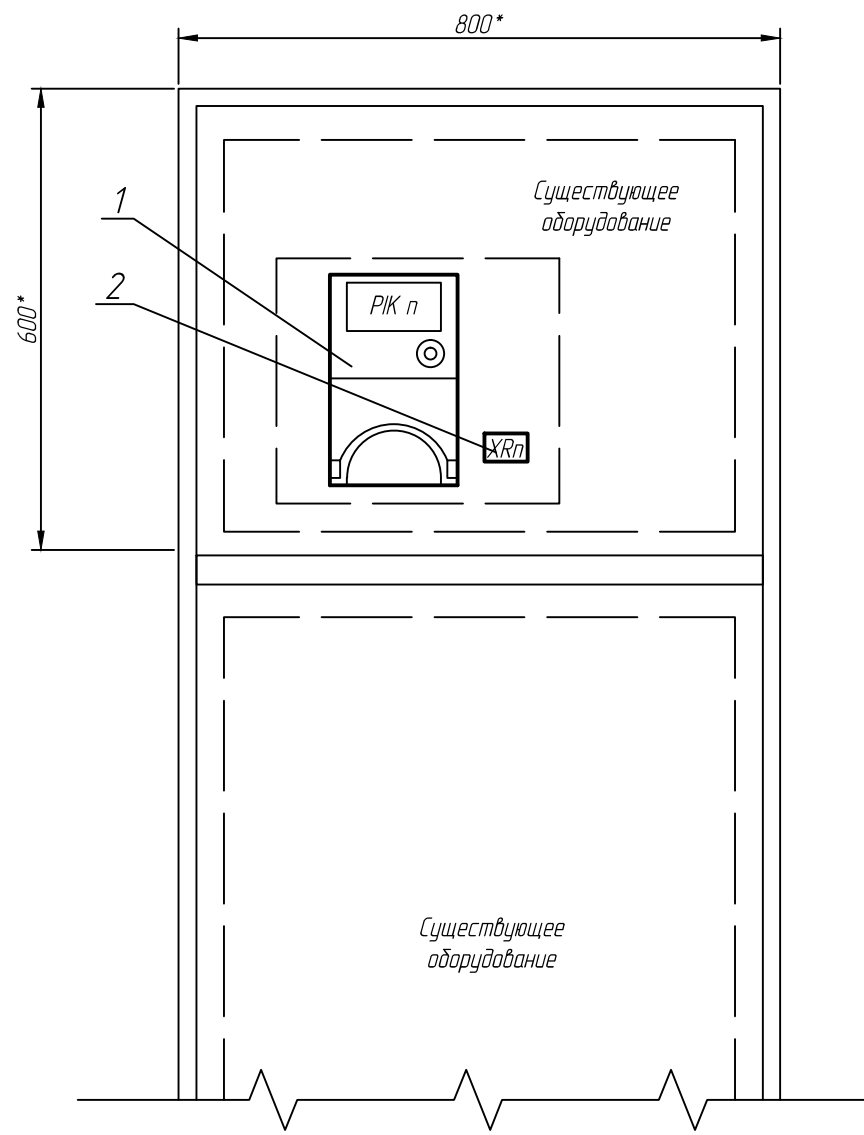
Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РІК n	Место установки
ф.6	1	ЗРУ-6 кВ
ф.13	3	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководства по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.
- Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.08.РД.СА							
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №7 "Черкасовская"			Стадия	Лист	Листов	ООО "Инэнерготех"	
Разраб.	Логашева				2020				Р	1	4		
Провер.	Козлов				2020	Чертеж установки технических средств							
Утв.	Савченко				2020								

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –6 кВ, ф. N



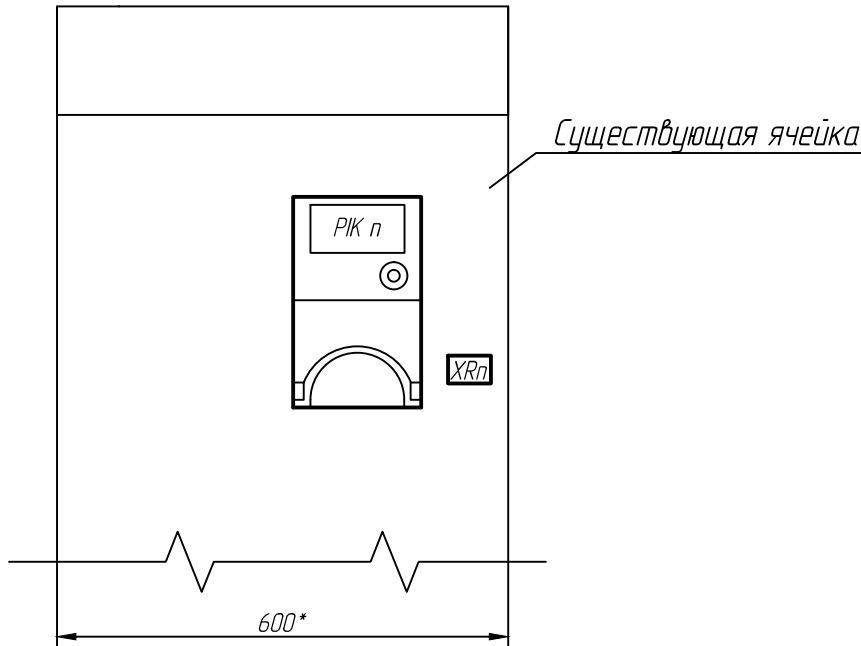
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/К п	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR п	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	Р/К п	Место установки
ф.33	2	ЗРУ –6 кВ
ф. 35	4	
ф. 36	5	

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.
6. Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ф. N



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РИК n	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	1	
2	XR n	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

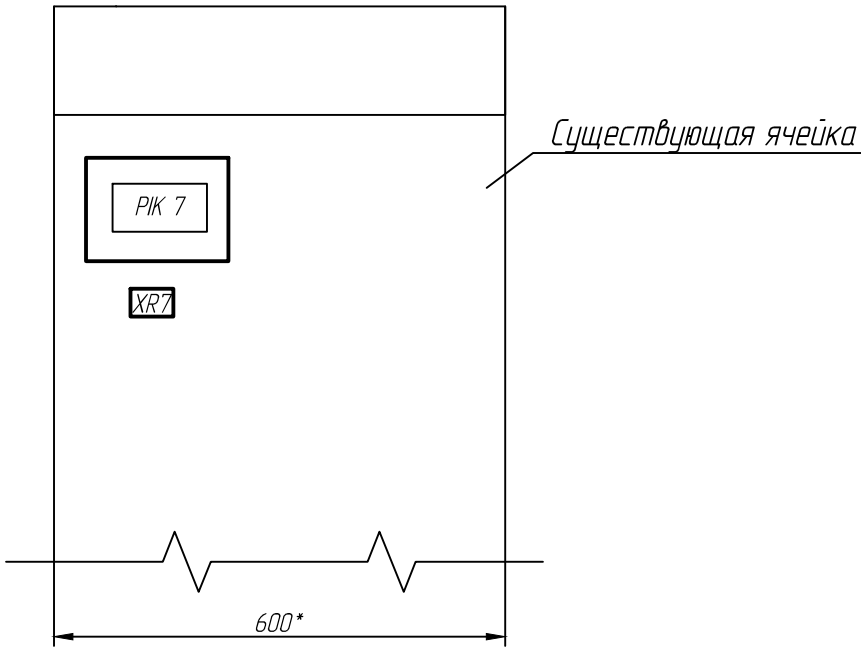
Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РИК n	Место установки
ф. 6	6	РУ-0,4 кВ
ф. 14	8	
ТСН	9	ОПУ

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.
- Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 7	Счетчик электроэнергии СЭБ –1ТМ.02 Д.02	1	
2	ХР 7	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

Чертеж установки счетчика электрической энергии
РУ-0,4 кВ, ф. 2



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

				Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы	Примечания																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
				1	2	3	4	5	6	7	8	9																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
					Монтаж в ПС																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
					Приборы																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
					Счетчик однофазный	СЗБ-1ТМ.02Д.02		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(57,7-115)/(100-200)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	5																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(120-230)/(208-400)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	3																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
					Комплект УСД-2.03/1	УСД-2.03/1		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
					Электроаппаратура																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
					Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт	9																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
					Кабели и провода																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
					Кабель для интерфейса RS-485 (витая пара)	КИПЭВнг (А)-LS 1х2х0,6		НПП "Спецкабель"	м	150																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
					Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 3х2,5	ГОСТ Р 53769-2010			м	10																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
Согласовано					Монтажные материалы																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
					Труба гофрированная ПНД, d=20мм			"TDM Electric"	м	50																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
					Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16				шт	79																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
					Ремешок -хомут 300х4,8 (JSS 4,8х300)	JSS 4,8х300			шт	100																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
					Бирка кабельная маркировочная У134 У3.5	У134 У3.5			шт	20																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
					0					0																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
	Взам. инв. №																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
	Подпись и дата																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
	Инв. № подл.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №2 «Тайбинская»

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.ТРП

2020

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №2 “Тайбинская”

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №				

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.07.ТД				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская" Ведомость ТД		Стадия	Лист	Листов
Пров.		Козлов						ТП	2	46
								ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.										
Утв.		Савченко								

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская".

Технорабочий проект выполнен на основании:

- Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;
- Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская" находится в г.Киселевске и имеет распределительные устройства 35 и 6кВ. В настоящее время подстанция ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская" присоединяется к энергосистеме двумя отпайками от ВЛ-35-4-1 и ВЛ-35-4-2.

ОРУ-35кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным выключателем.

На подстанции установлены три силовых трансформатора 35/6кВ мощностью 6,3МВА и 10МВА.

ЗРУ-6кВ выполнена по системе двух секций 6кВ с секционным разъединителем. В цепях присоединений ЗРУ-6кВ установлены трансформаторы тока типа ТПФМ-10, ТПЛ-10, ТПФ-10, ТПОЛ-10 класса точности 0,5 и трансформатор напряжения НТМИ-10 и ЗНОЛ.06 класса точности 0,5.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;
- обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									3	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.ТД				

- выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;
- оценки, локализация, поиск потерь электроэнергии;
- формирования всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

Основные функции АИИС КУЭ:

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСПД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСПД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

14 Описание процесса деятельности

Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 35/6кВ №2 «Тайдинская» представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.

Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.</p> <p>Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом</p>					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД		Лист
								4

индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи GPRS и GPRS.

15 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

16 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Normokontrol.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.</p> <p>ГОСТ Р 21.101–2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.</p> <p>ГОСТ 12.2.007.0–75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.</p> <p>ГОСТ 19.101–77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.</p> <p>ГОСТ 20.39.108–85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.</p> <p>ГОСТ 21.101–97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 21.110–95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.</p>							
							ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД			Лист
										5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

ГОСТ 21404–85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21406–88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302–80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303–80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304–82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002–89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001–83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003–90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603–92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14254–96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958–76 Система «человек–машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861–83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035–83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206–94 Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207–94 Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563–96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596–2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377–92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.

ГОСТ Р 50739–95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275–99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22–99 (СИСПР 22–97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.</p> <p>ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.</p> <p>ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.</p> <p>ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.</p> <p>ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.</p>					
			ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	6		

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1.019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

1.7 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 –Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер по обслуживанию оборудования	1
Техник-электромеханик	2

Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС. КУЭ.

Взам. инв. №		Должность	Количество специалистов				
		Системный администратор	1				
		Инженер по обслуживанию оборудования	1				
		Техник-электромеханик	2				

Подп. и дата		<p>Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.</p> <p>Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ</p> <p>Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС. КУЭ.</p>					

Инв. № подл.							ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.ТД	Лист
								7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИБК, ИБКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист
										8
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверка наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

19 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Результаты измерения счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.</p> <p>Ремонтный режим работы</p> <p>В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.</p> <p>Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.</p> <p>Диагностика и проверка работоспособности системы</p> <p>Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:</p>							
									ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		9

технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;
компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;
на компьютерах установлено программное обеспечение.

Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.

1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КЧЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КЧЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5S – для счетчиков трансформаторного включения.

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии.

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные кородки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Установка счетчиков электроэнергии.</p> <p>Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.</p> <p>Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.</p> <p>Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.</p>																	
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД		Лист 10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата															

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ООО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									11	
									ИЗТ.83.2020.ОЭСК.07.ТД	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 21	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, панель учета электроэнергии	ТПФМ-10	200/5	ЗНО/1.06	6000/100
2	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 4	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФМ-10	200/5	НТМИ-6	6000/100
3	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 6-11-Г	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПЛ-10	400/5	НТМИ-6	6000/100
4	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 23	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФ	200/5	ЗНО/1.06	6000/100
5	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 25	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФМ-10	300/5	ЗНО/1.06	6000/100
6	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 26	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФ	200/5	ЗНО/1.06	6000/100
7	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 6-3-Г	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФМ-10	400/5	НТМИ-6	6000/100
8	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 6-10-Г	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФМ-10, ТПЛ-10	300/5	НТМИ-6	6000/100
9	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 6-27-Г	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПОЛ-10, ТПФМ-10	200/5	ЗНО/1.06	6000/100
10	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 6-29-Г	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФМ-10	100/5	ЗНО/1.06	6000/100
11	ТСН-1	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ пан.ТСН	Нет данных	Нет данных	-	-
12	ТСН-2	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05	0,5S/0,5		Нет данных	Нет данных	-	-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист
							12

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист
											13
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИБК). ИБК – Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИБК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

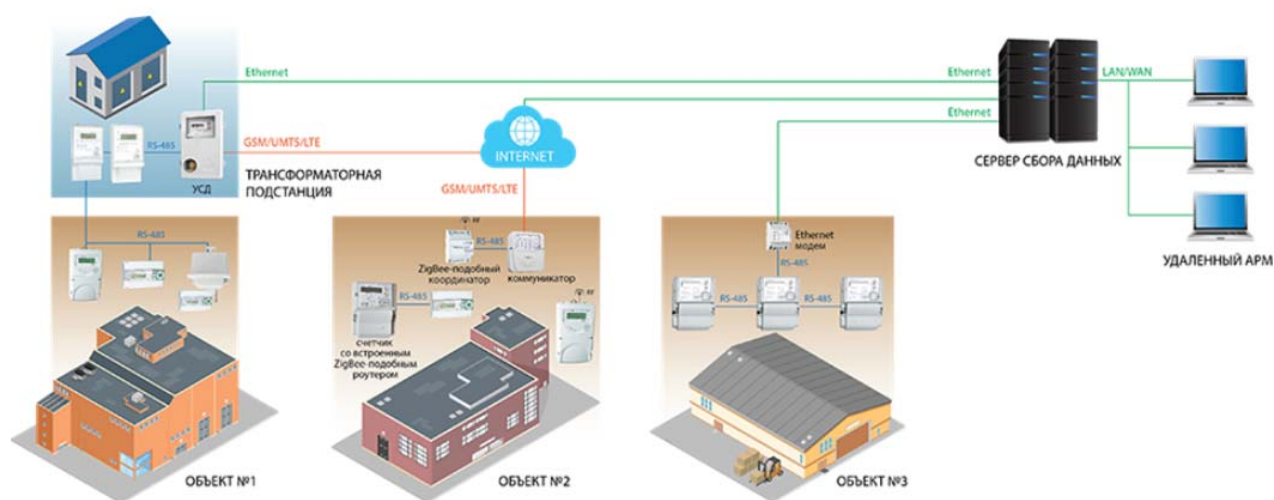
- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - полчасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).Считывание журнала событий УСД.Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.							
									ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		14

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД		Лист
								15

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист	
							16	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.								
<p><i>4.2 Организация информационного обеспечения</i></p> <p><i>Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.</i></p> <p><i>Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.</i></p>										
									ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					Лист
										17

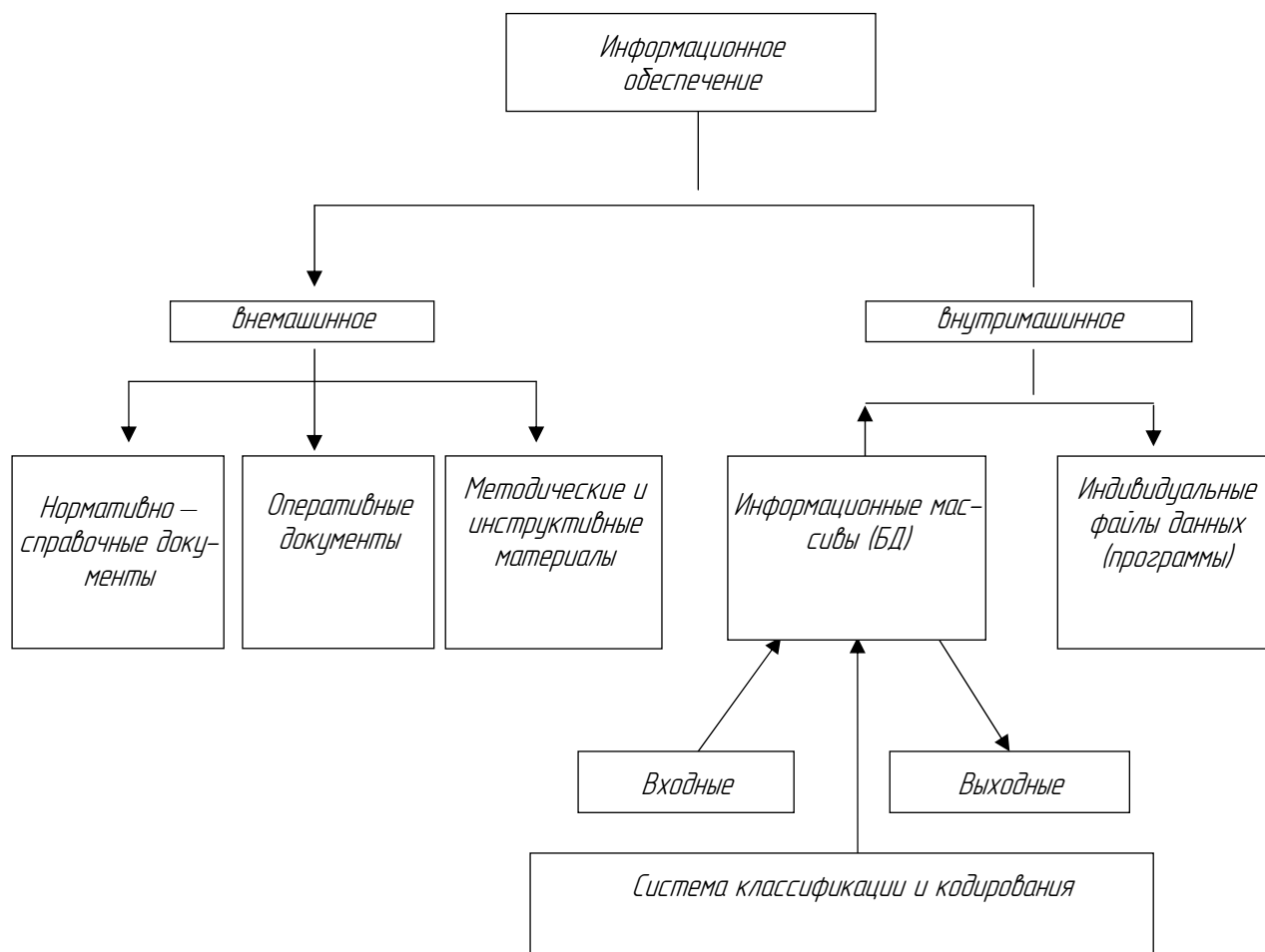


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

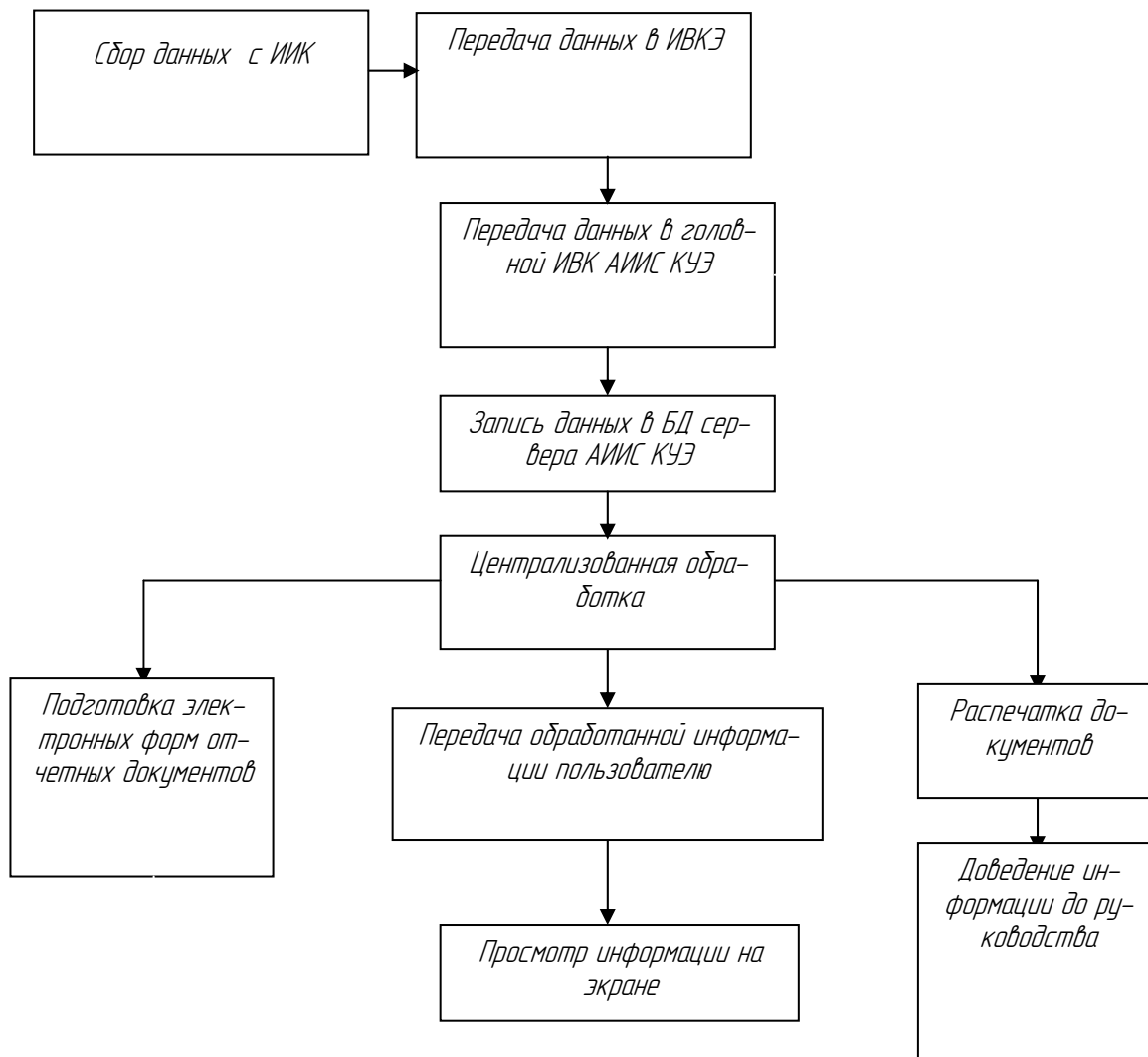


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашиной информации

Внемашина информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">— осуществлять контроль за состоянием оборудования;— осуществлять контроль за состоянием оборудования;— формировать отчеты;— формировать данные для передачи другим субъектам рынка.					
			<h4>4.4 Организация внемашинной информации</h4>					
			<p>Внемашинная информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:</p> <ul style="list-style-type: none">- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД		Лист
								19

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.07.ТД	Лист 20
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствует ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках \square до 144;

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА						Лист
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии						
Подп. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).						21
	Тарификатор:						
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.07.ТД
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	
									22	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									23	
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД	

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД			24

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с I _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист
							25

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I_{\delta} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_{\delta}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I_{\delta} \leq I < I_{\delta}$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200 бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист 28
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.</p> <p>В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температу- ра в зимнее время не ниже 0°С.</p> <p>5.6 Защита от несанкционированного доступа</p> <p>Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.</p> <p>Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.</p>						
									Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД			

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналаобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.07.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

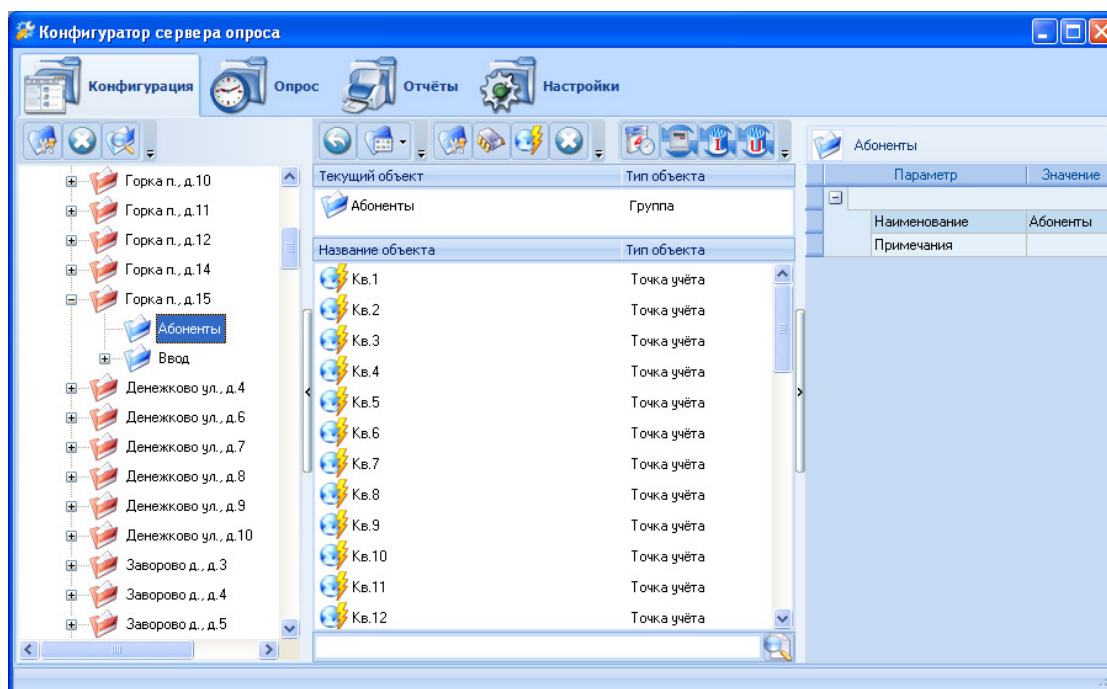
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

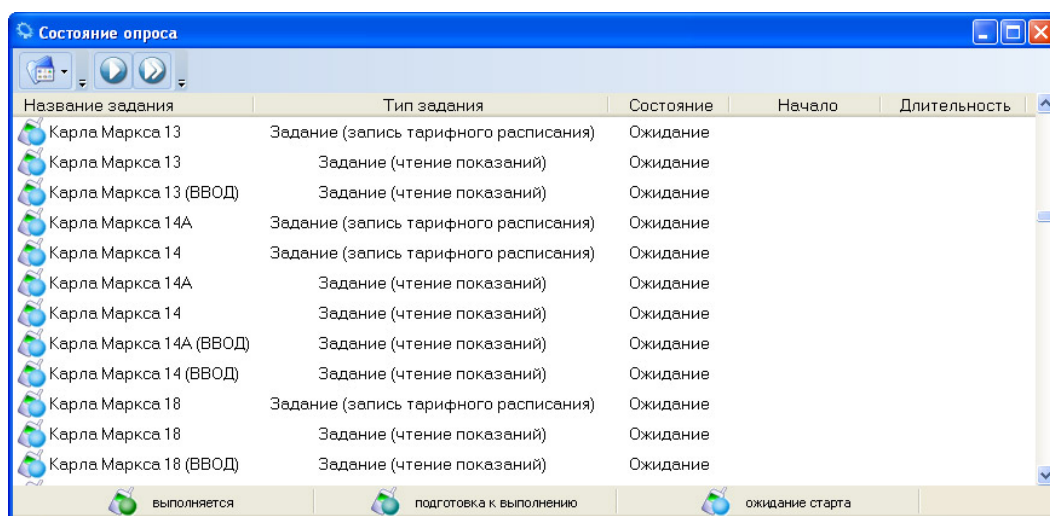
Сервер Опроса

Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса, данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



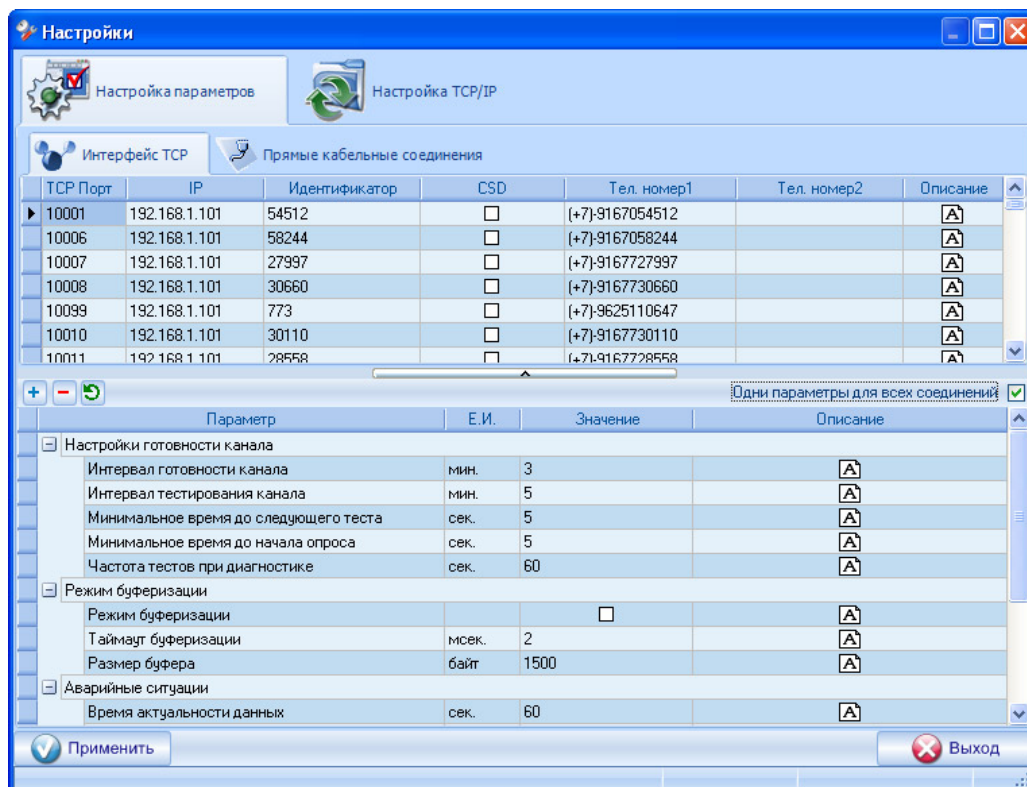
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД

Лист

32

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф	Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.307	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">- поверку АИИС КУЭ;- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.					
			<p>7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока</p> <p>Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.</p> <p>Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.</p>					

						ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист
							34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электро-энергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД		Лист
											35
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f(5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f(20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист	
							36	

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

Элемент системы	Тип	Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	62838

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									ИЭТ.83.2020.0ЭСК.07.ТД	37
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

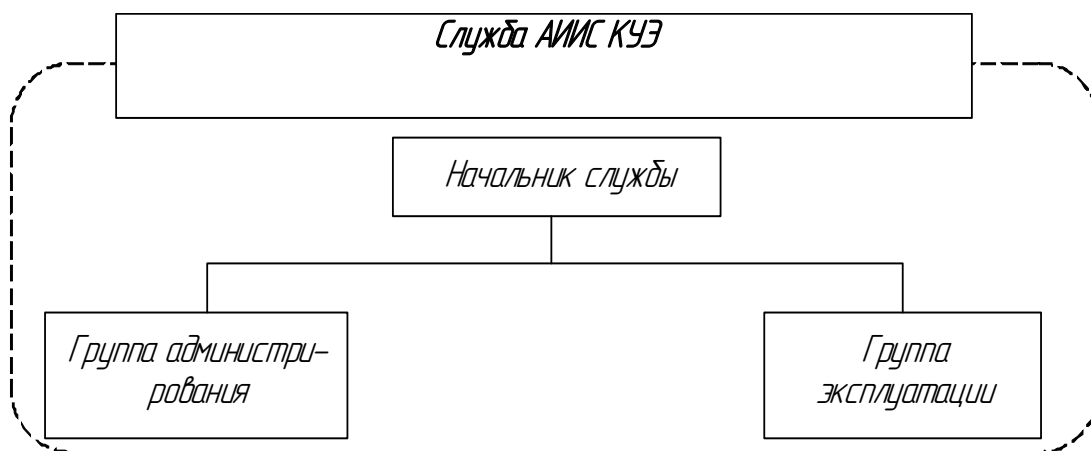


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист	
										38
<p>— внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.</p> <p>— обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;</p> <p>Основные функции группы эксплуатации:</p> <p>— контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;</p> <p>— проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;</p> <p>— проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;</p>										
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД				

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КУЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КУЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КУЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КУЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КУЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД			39

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 12 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

Согласно ГОСТ 27.002–89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надёжности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии;
- УСПД.

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003–90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	12

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003–90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

Измерительные ТТ и ТН относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									40
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Щкаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надёжности:

- а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:
средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;
средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.
- б) для счетчиков электроэнергии:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;
среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.
- в) для системы шкафов УСПД:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;
время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надёжности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надёжности.

Расчет показателей надёжности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надёжности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надёжности приведены в таблице.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЗ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД		Лист
								41

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	12	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИМК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	12	165000	0,0000727
Итого для ИМК					0,0000727

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИБКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИБКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
									42
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0000789773$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 12661 \text{ ч.}$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 12661 / (2 + 12661) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$					
			$K_r=12661/(2+12661)=0,99.$					
			<p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-</p>					
						ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД		Лист
								43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КЧЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжелых последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									44
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;
 - доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.07.ТД	Лист 45
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;

- резервирование коммерческой информации на внешние носители.

в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:

- поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;

г) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;

- для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.

д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;

- полное тестирование и выявление неисправных устройств;

- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП.

Расчет и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t ,$$

где Q — количество запасных элементов;

N — количество элементов на подстанции;

t — % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:</p> $Q = N * t ,$ <p>где Q – количество запасных элементов;</p> <p>N – количество элементов на подстанции;</p> <p>t – % (на основании договора).</p> <p>Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».</p>							
									ИЗТ.83.2020.ОЭСК.07.ТД	Лист
										46
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии ”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6 кВ №2 “Тайбинская”

ТОМ 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.СБ.01	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.СБ.02	Схема электрическая принципиальная распределительной сети	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.С 7	План расположения оборудования и проводок	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.01	Схема подключения вторичных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.С 5.02	Схема подключения информационных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

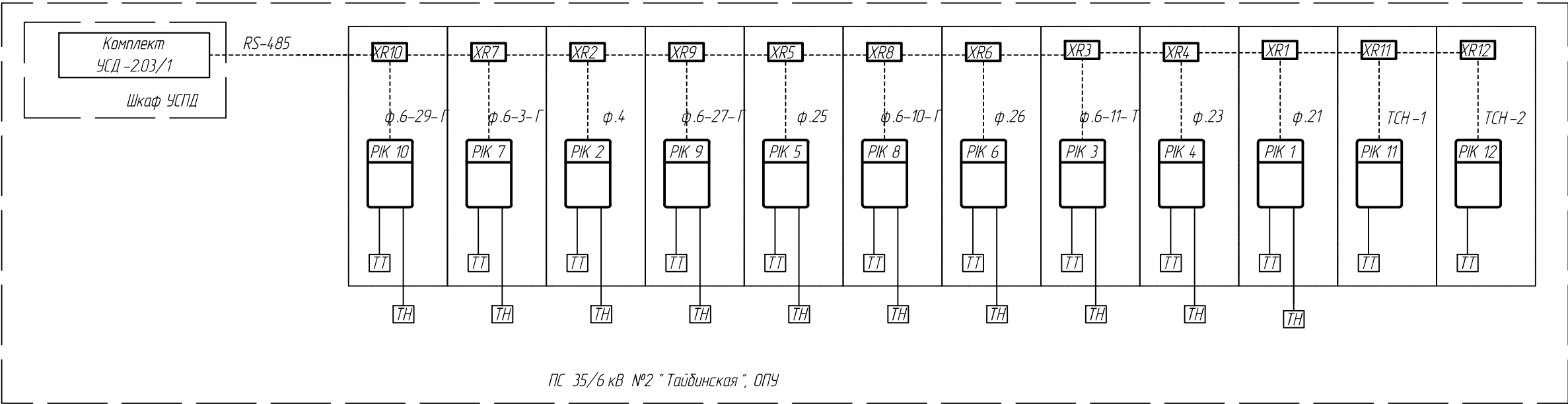
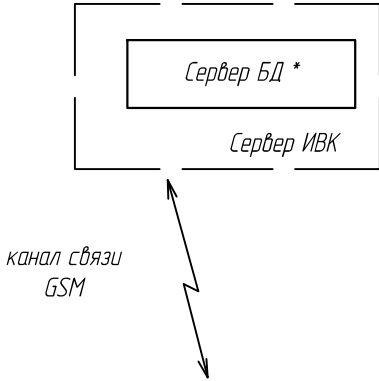
Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020. ОЭСК.07. РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЗСК.ТРП

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.07. РД.ТП				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №2 "Тайбинская"		Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020			Р		1
Провер.		Козлов			2020			ООО "Инэннерготех"		
Утв.		Савченко			2020					

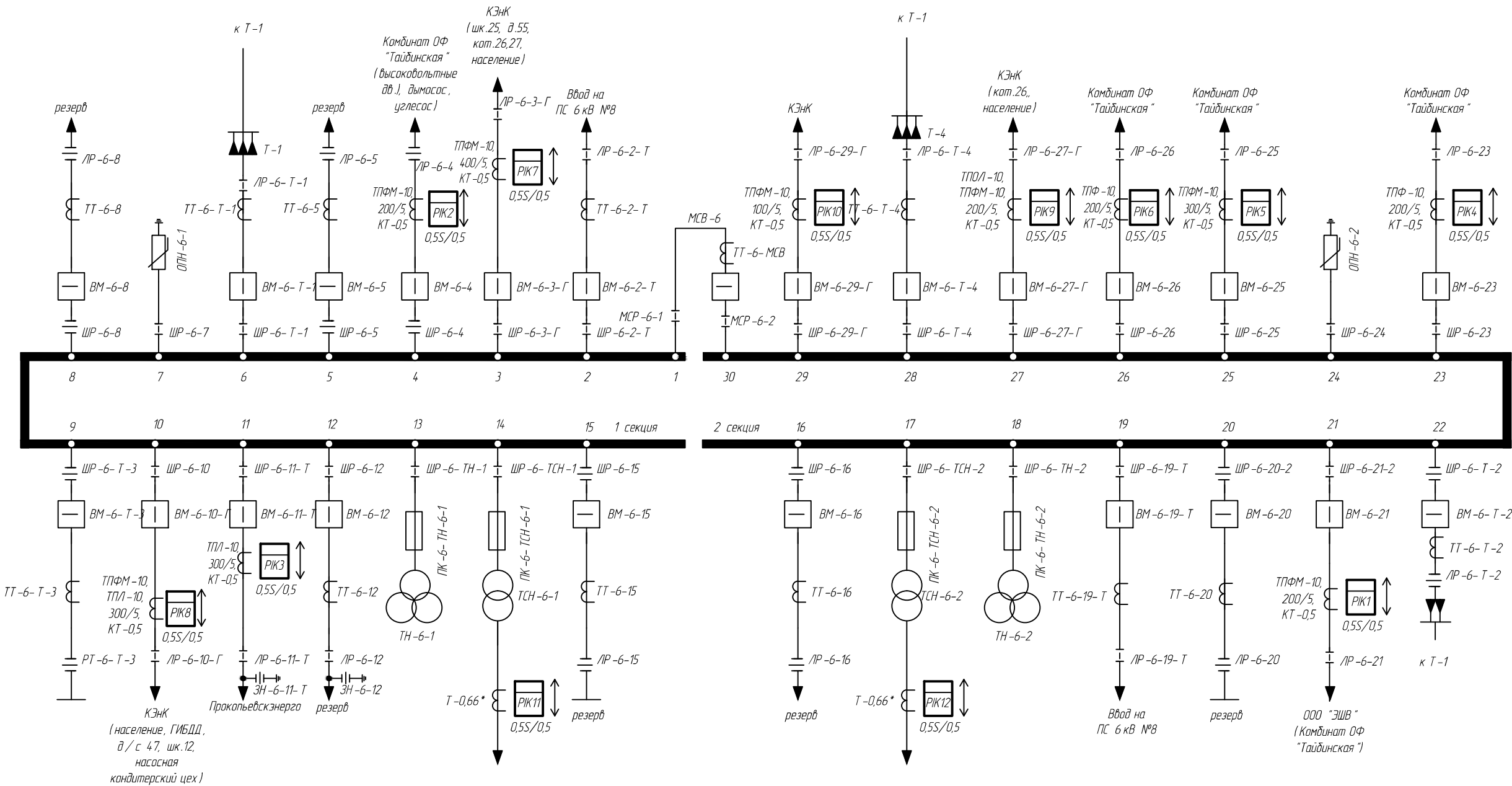
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK1- PIK10	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	10	
2	PIK11, PIK12	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.05	2	
3	XR1-XR12	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР –3	12	



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

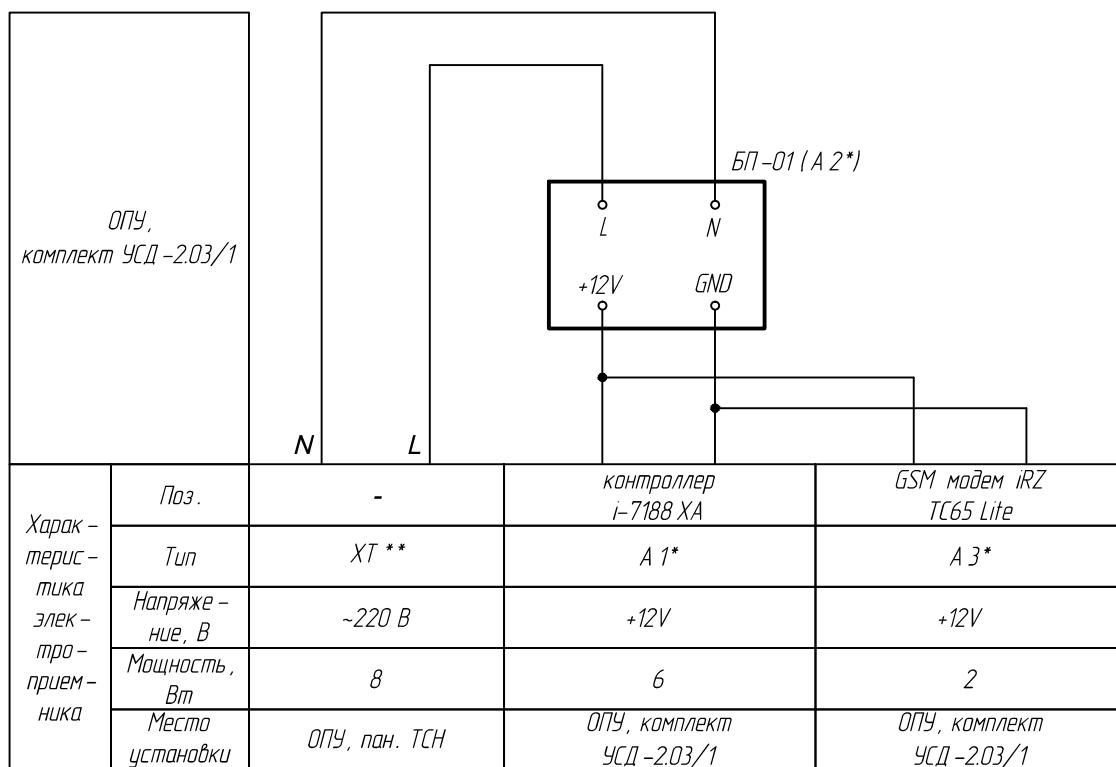
						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.С 1			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Логашева				2020	ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.	Козлов				2020		Р		1
						Схема структурная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

ПС 35/6 кВ №2 "Тайдинская"



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
- * - данные по оборудованию отсутствуют, необходимо убедиться о выполнении п.2 настоящего примечания.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.СБ.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р		1
Провер.		Козлов			2020				
						Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.
3. ** - существующее оборудование. Место подключения питания УСД -2.03/1 определить при монтаже.

Инв. № подл.	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.СБ.02					
							АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"					
							ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская"					
							Схема электрическая принципиальная распределительной сети					
Инв. № подл.	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия		Лист		Листов	
							Р				1	
Инв. № подл.	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Разраб.		Лозашева		2020	
							Провер.		Козлов		2020	
							Утв.		Савченко		2020	

Присоединение ф. N 6 кВ

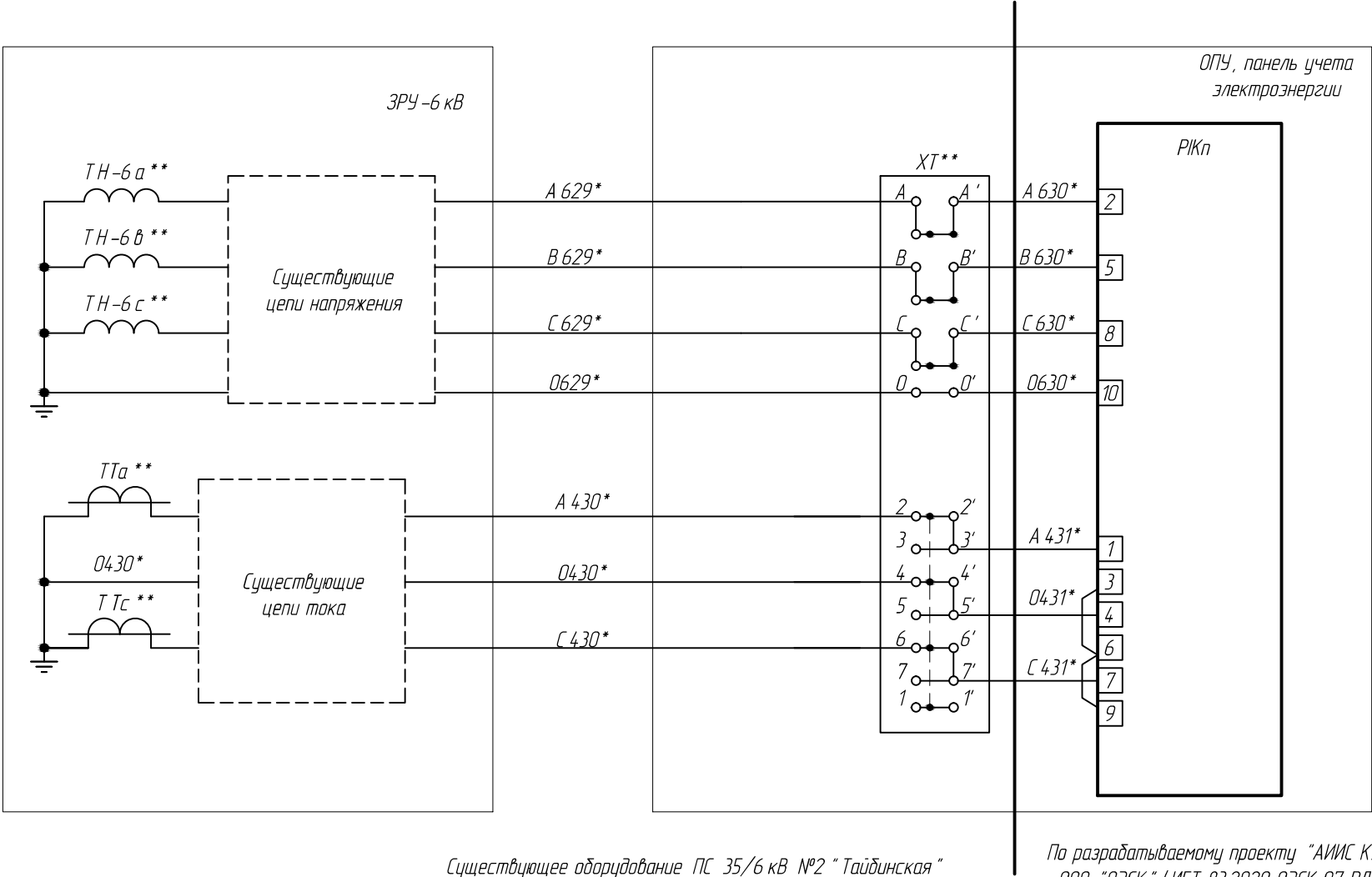


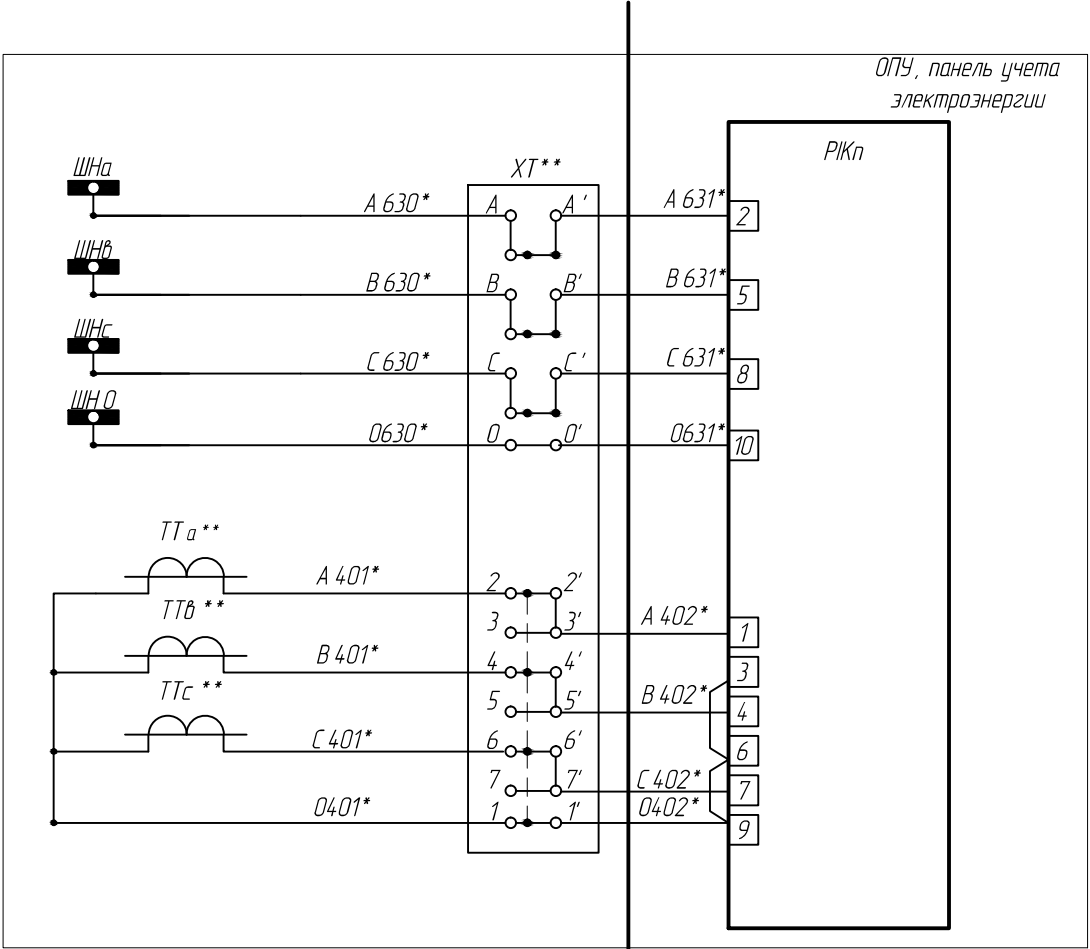
Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	PIK n	Примечание
ф. 21	1	Схему подключения определить при монтаже
ф. 4	2	
ф. 6-11- T	3	
ф. 23	4	
ф. 25	5	
ф. 26	6	
ф. 6-3- Г	7	
ф. 6-10- Г	8	
ф. 6-27- Г	9	
ф. 6-29- Г	10	

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.С 5.01		
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская"	Стадия	Лист
Разраб.	Логашева				2020		Р	1
Провер.	Козлов				2020	Схема подключения вторичных цепей	ООО "Инэнерготех"	
Утв.	Савченко				2020			

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №2 "Тайдинская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.07.РД)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РК n
ТСН-1	11
ТСН-2	12

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

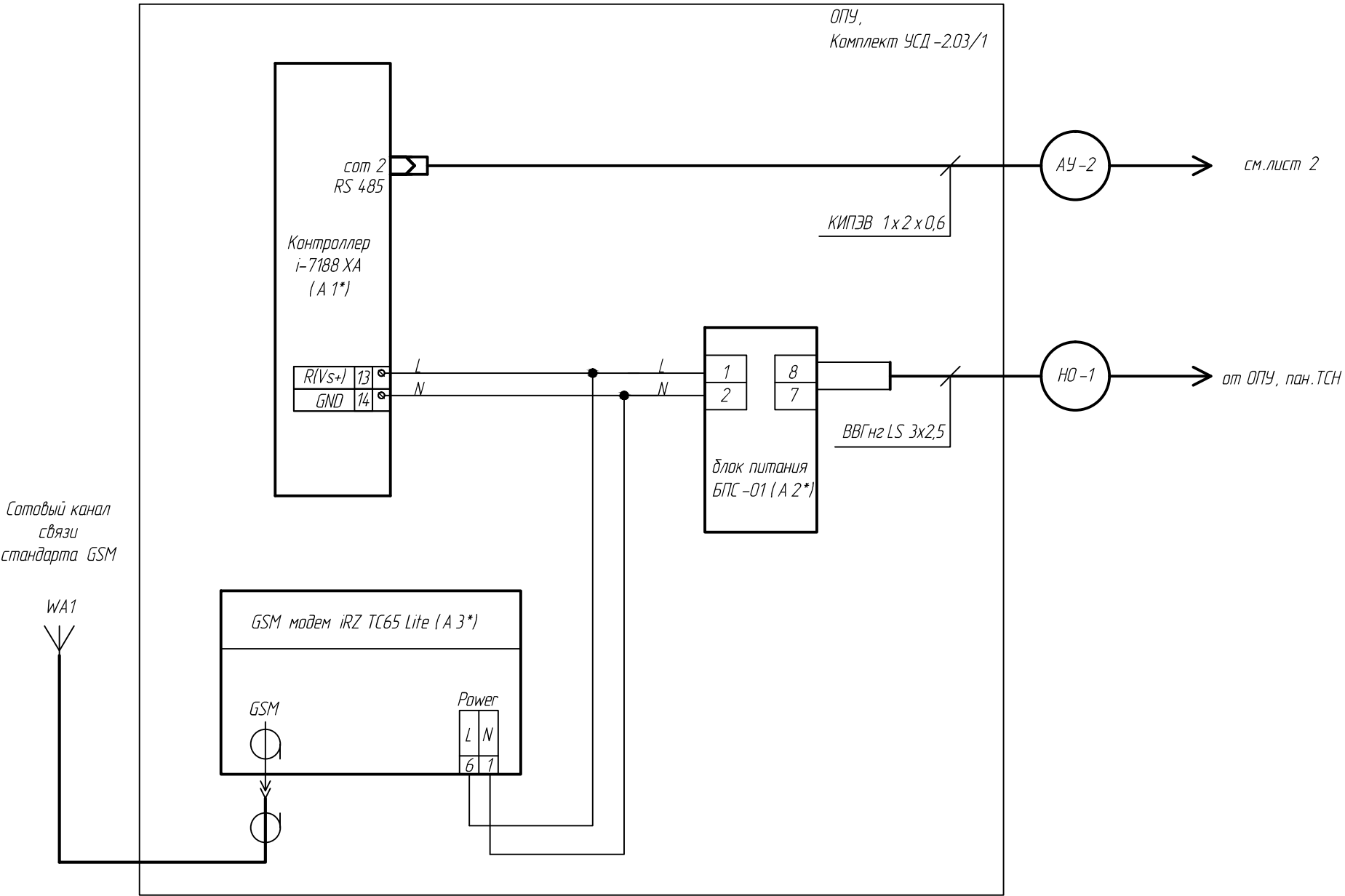
Инд. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

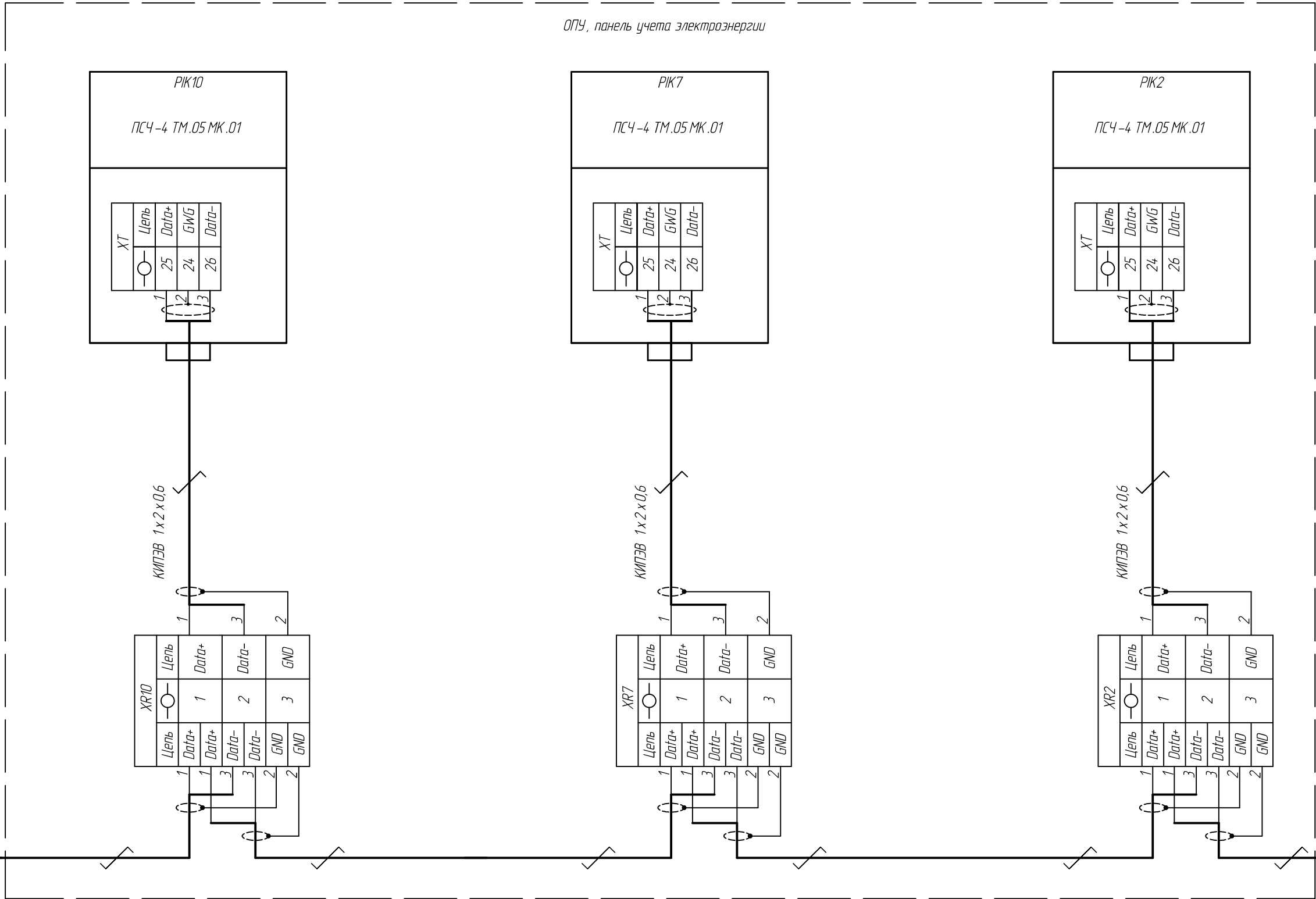


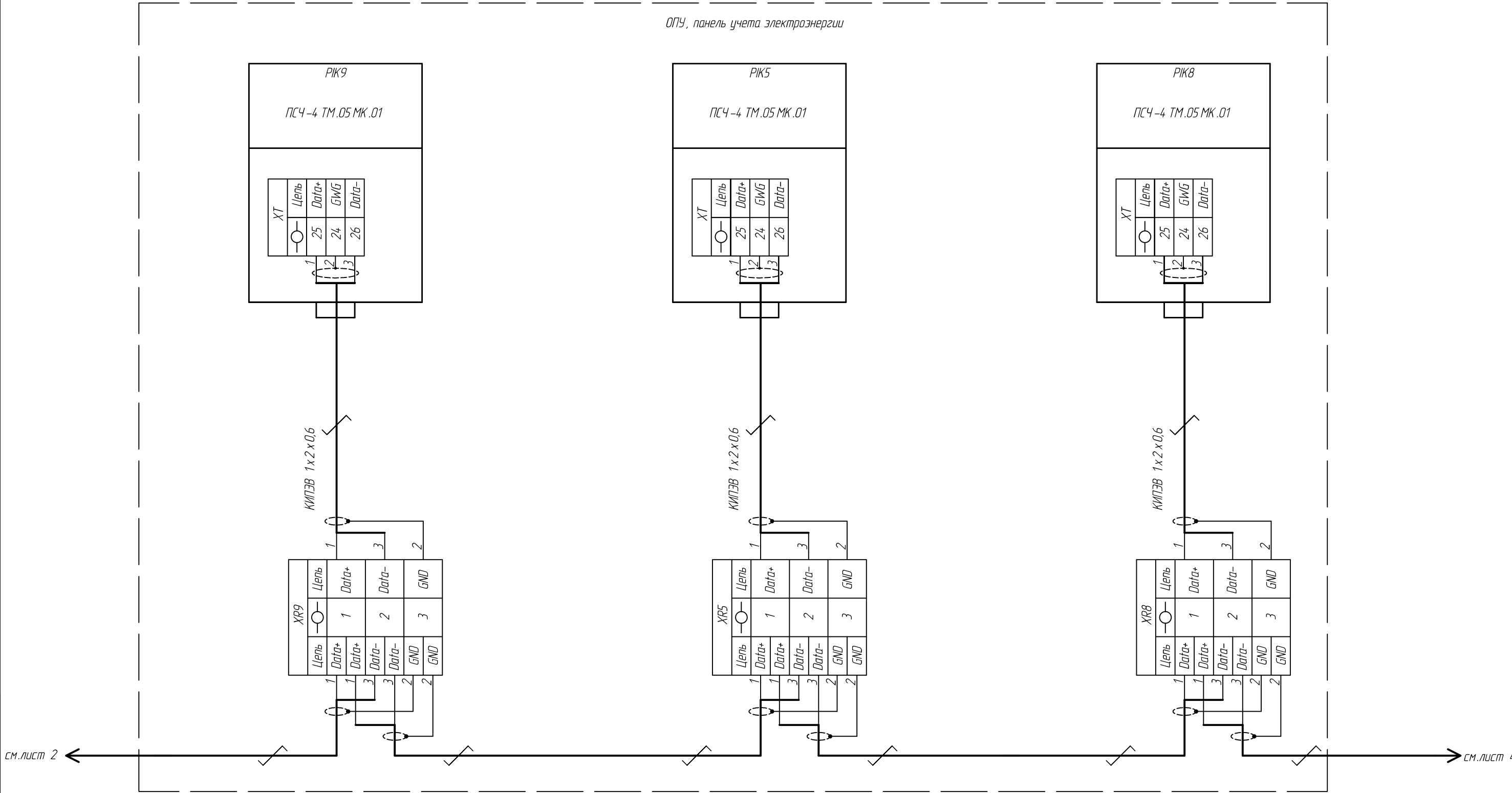
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * – обозначение прибора по паспорту.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.С 5.02			
						АИИС КЧЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Лозашева				2020		Р	1	5
Провер.	Козлов				2020	Схема подключения информационных цепей	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

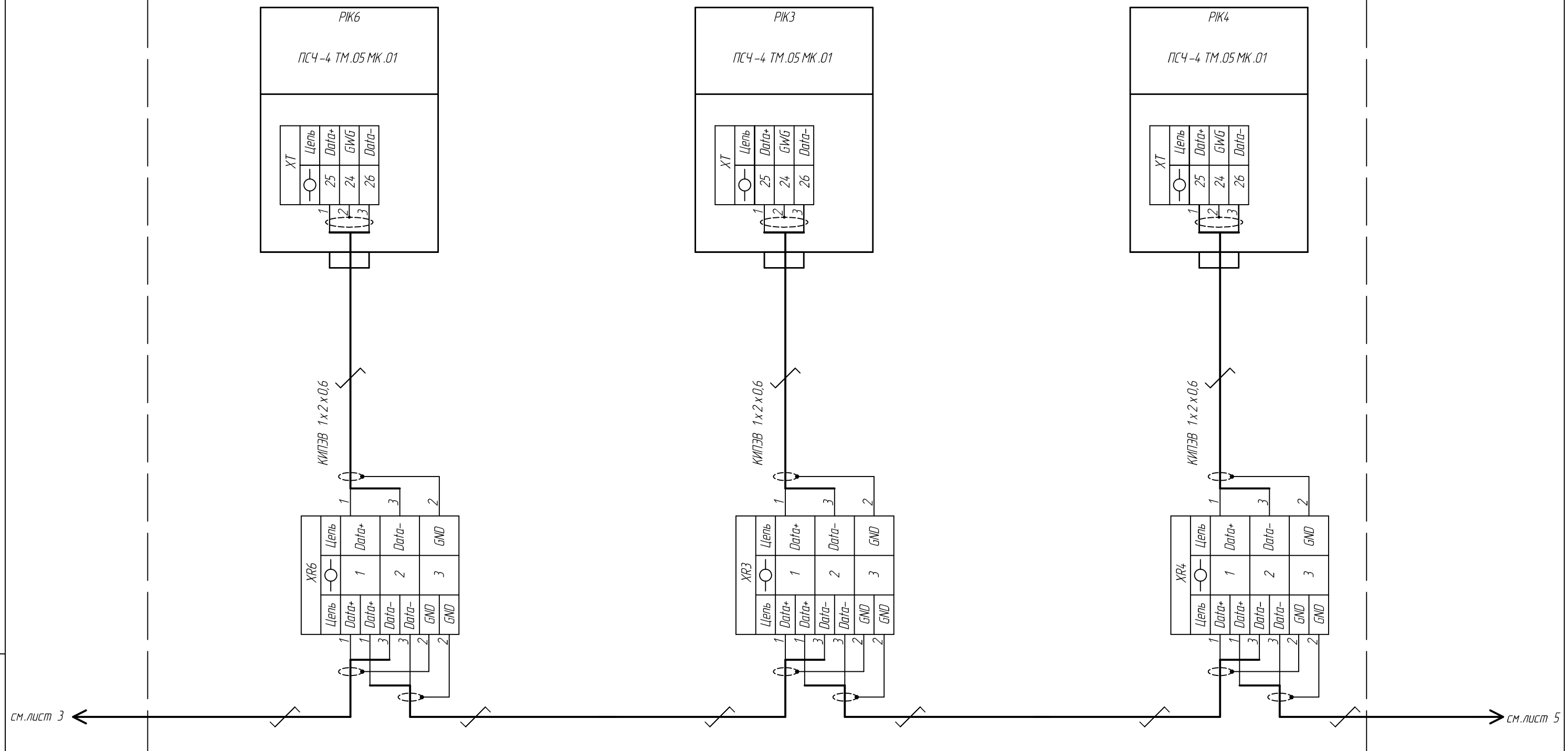
Комплект
УСД -2.03/1
см.лист 1

АУ-2

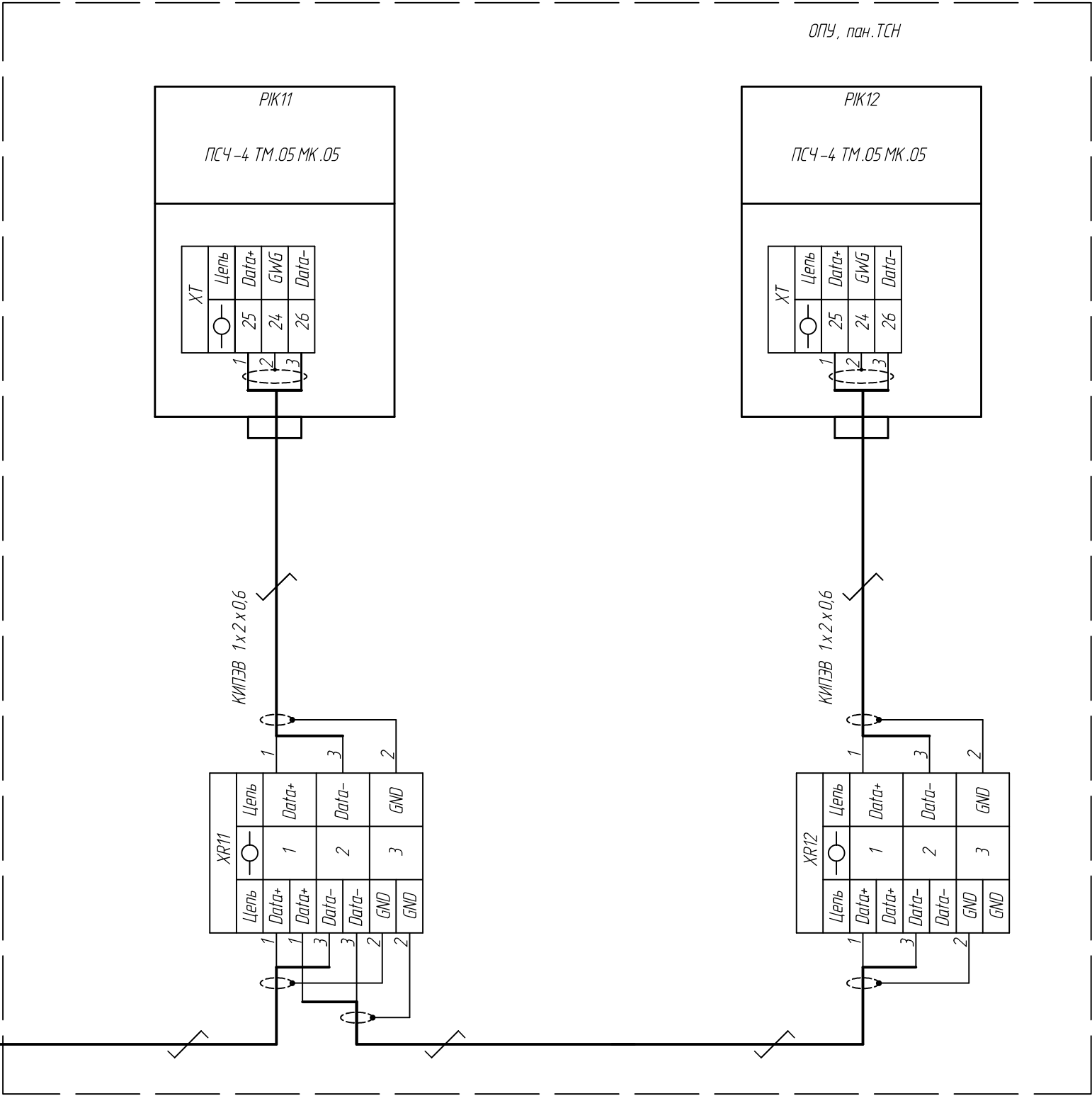
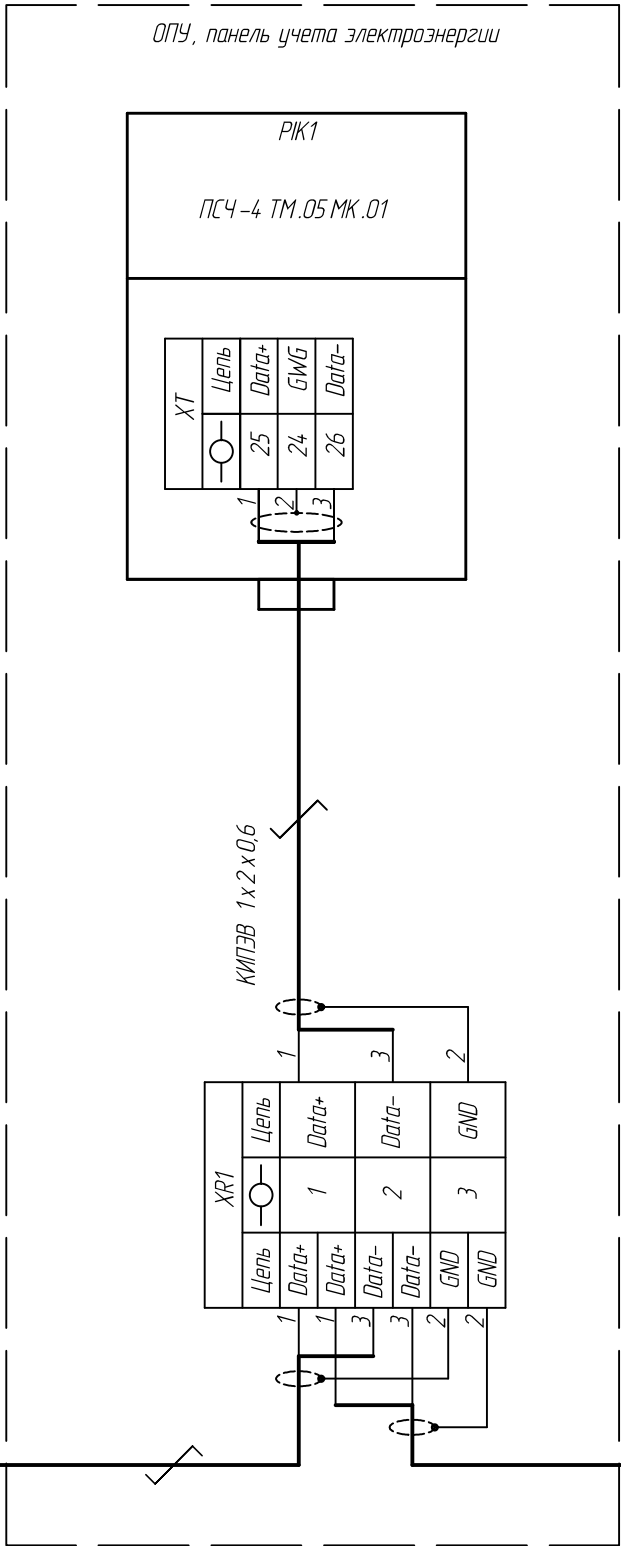




ОПУ, панель учета электроэнергии

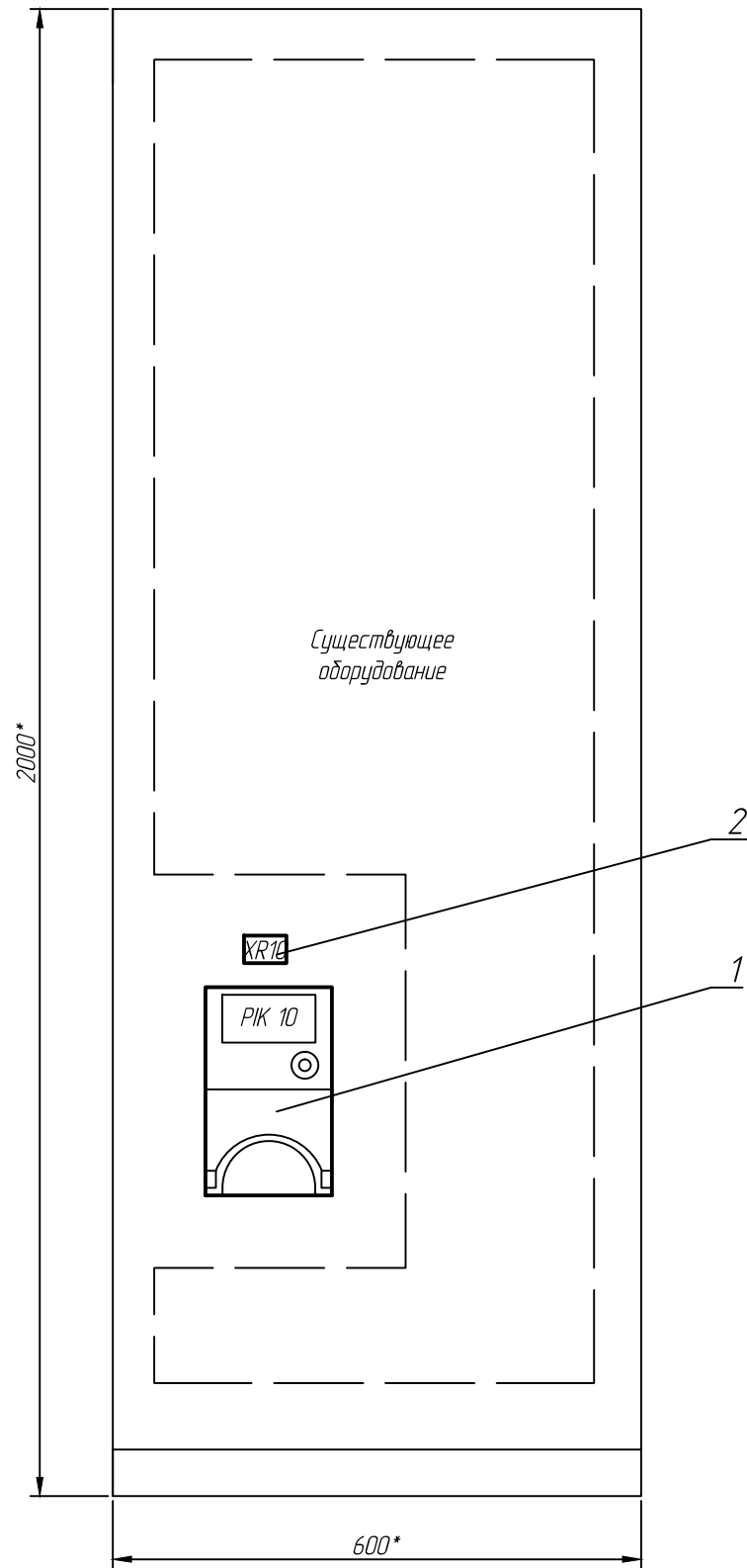


см. лист 4



Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, Панель учета электроэнергии

Вид спереди



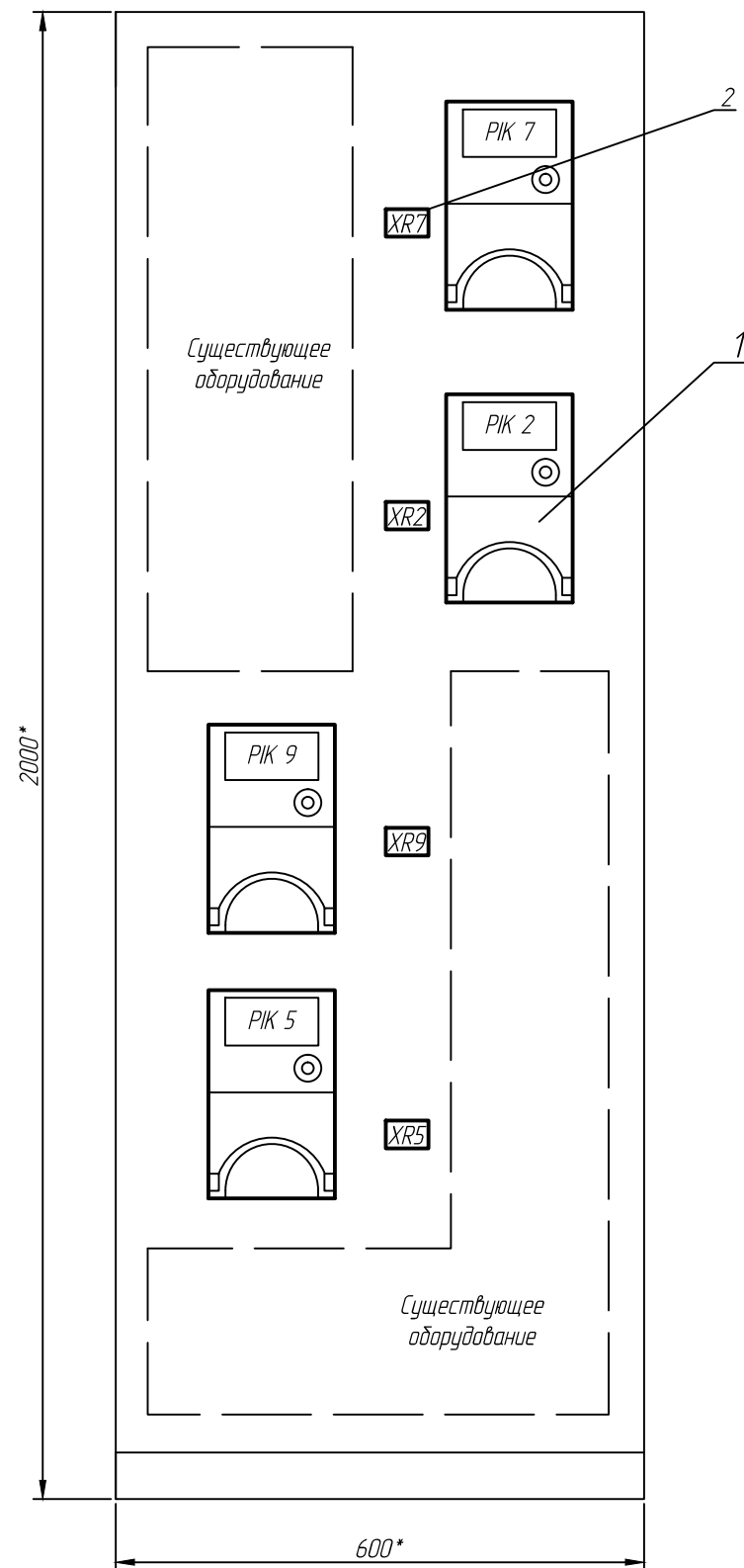
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РИК 10	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR 10	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.3.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.07. РД.СА			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК "			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева			2020	ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Козлов			2020		Р	1	5
						Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех "		
Утв.		Савченко			2020				

Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, Панель учета электроэнергии

Вид спереди



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK 2, PIK 5, PIK 7, PIK 9	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	4	
2	XR 2, XR 5, XR 7, XR 9	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	4	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	28	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.3.

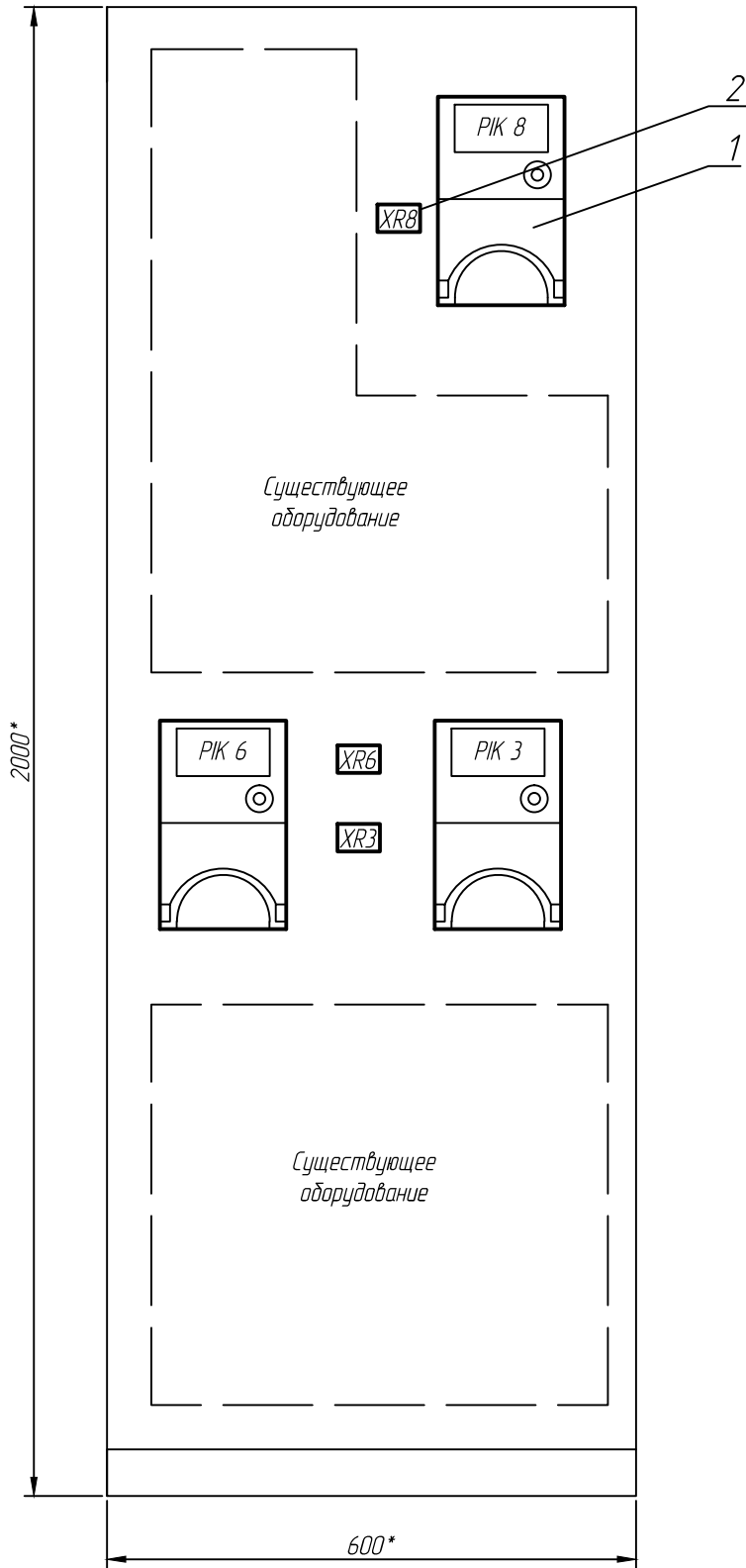
Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.07.РД.СА	Лист
							2

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, Панель учета электроэнергии

Вид спереди



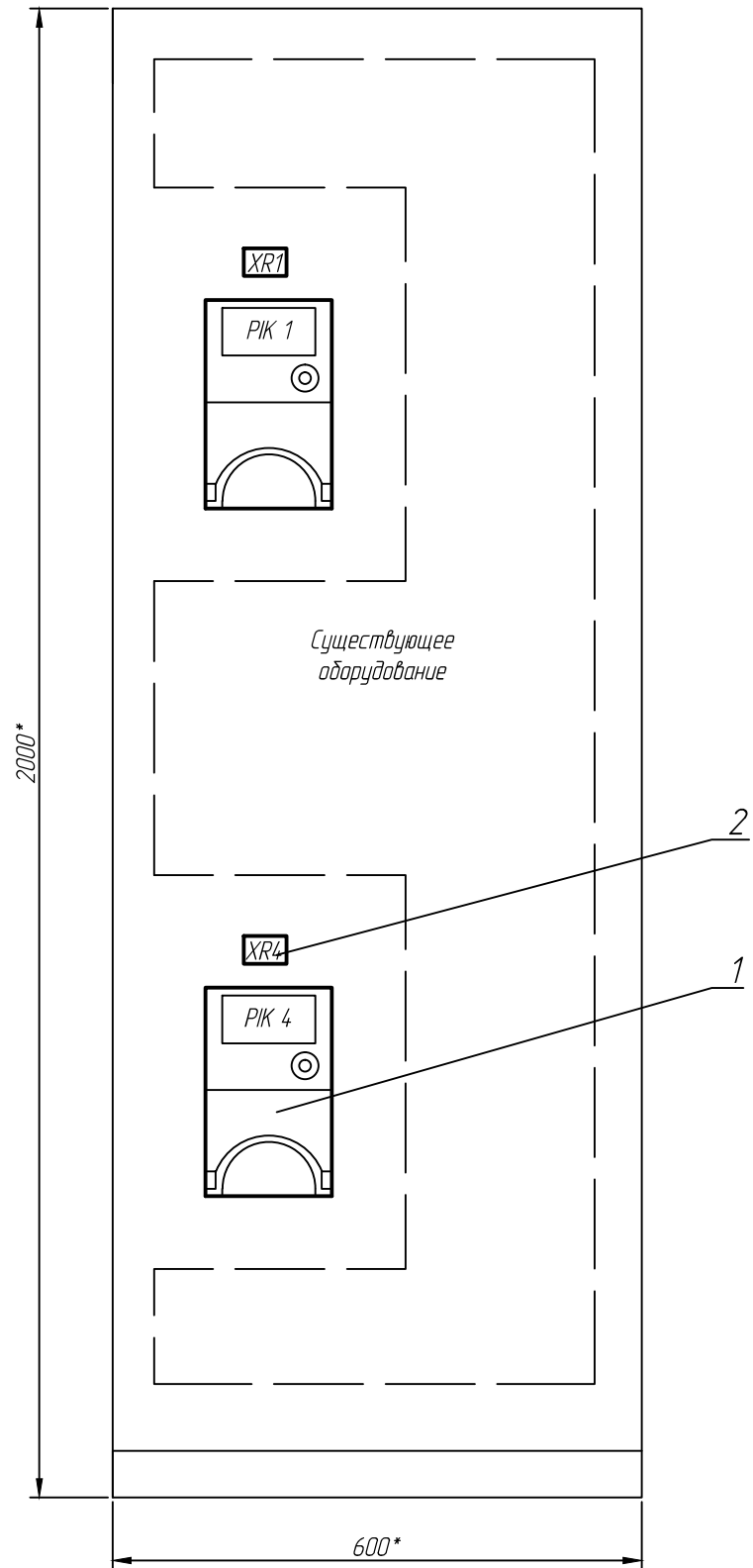
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK 3, PIK 6, PIK 8	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	3	
2	XR 3, XR 6, XR 8	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	3	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	21	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.3.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, Панель учета электроэнергии

Вид спереди

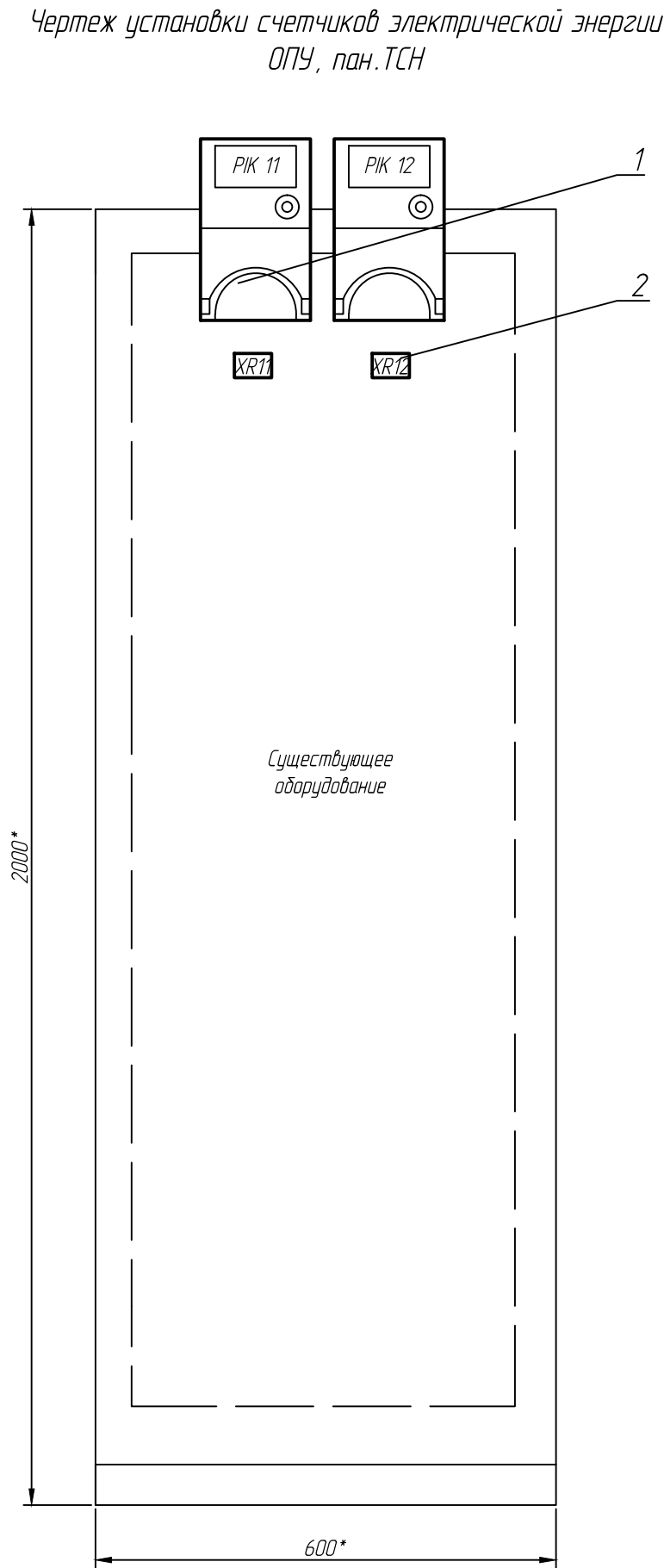


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РСК 1, РСК 4	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	2	
2	XR 1, XR 4	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	2	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	14	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.3.

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.07.РД.СА	Лист
							4
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK 11, PIK 12	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
2	XR 11, XR 12	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	2	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	14	

- Утолщенной линией показано внодь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Внодь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.3.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.07.РД.СА	Лист
							5

				Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы	Примечания						
				1	2	3	4	5	6	7	8	9						
					<u>Монтаж в ПС</u>													
					<u>Приборы</u>													
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(57,7-115)/(100-200)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	10								
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(120-230)/(208-400)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	2								
					Комплект УСД-2.03/1	УСД-2.03/1		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	1								
					<u>Электроаппаратура</u>													
					Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт	12								
					<u>Кабели и провода</u>													
					Кабель для интерфейса RS-485 (витая пара)	КИПЭВнг (А)-LS 1х2х0,6		НПП "Спецкабель"	м	50								
					Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 3х2,5	ГОСТ Р 53769-2010			м	30								
					<u>Монтажные материалы</u>													
Согласовано					Труба гофрированная ПНД, d=20мм			"TDM Electric"	м	20								
					Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16				шт	36								
					Ремешок -хомут 300х4,8 (JSS 4,8х300)	JSS 4,8х300			шт	50								
					Бирка кабельная маркировочная У134 У3.5	У134 У3.5			шт	6								
						0				0								
	Взам. инв. №																	
	Подпись и дата																	
	Инв. № подл.																	
1. Монтажные материалы допускается заменять на аналоги													ИЭТ.83.2020.0ЭСК.07.РД.В4					
															АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
							Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						
							Разраб.	Логашева				2020	ПС 35/6 №2 "Тайдинская"		Страница	Лист	Листов	
							Проверил	Козлов				2020			Р		1	
													Спецификация оборудования, изделий и материалов		ООО "Инэнерготех"			
Н.контр.																		
Утв.	Савченко				2020													
													Копировал			Формат А3		

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 110/6кВ «Машзавод»

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.ТРП

2020

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.ТД	Техническая документация	46		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.РД	Рабочая документация	25		

Технические решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правил взрывобезопасности, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

А.В.Савченко

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.ВД			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 110/6кВ «Машзавод» Ведомость технорабочего проекта	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева					ТП		1
Проб.		Козлов					ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 110/6кВ “Машзавод”

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Инв. № подл.	Взам. инв. №				
	Подп. и дата				

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во лис-тов	№ экз.	Примечани-е
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.ТД			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 110/6кВ «Машзавод» Ведомость ТД	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Козлов					ТП	2	46
							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 110/6кВ «Машзавод».

Технорабочий проект выполнен на основании:

- Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;
- Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 110/6кВ «Машзавод» находится г. Киселевск и имеет распределительные устройства 110 и 6кВ.

В настоящее время подстанция ПС 110/6кВ «Машзавод» присоединяется к энергосистеме двумя ЛЭП-110 кВ «Северный Маганак-Машзавод» и «Северный Маганак — Прокопьевская — 3 цепь с отпайкой на ПС Машзавод»

ЗРУ-6кВ выполнена по системе четырех секций 6кВ с секционными выключателями. В цепях присоединений ЗРУ-6кВ установлены трансформаторы тока типа ТПЛ-10, ТПОЛ-10 класса точности 0,5.

На ПС 110/6кВ «Машзавод» отсутствует существующая система АИИС КУЭ.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 110 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;
- обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;
- выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					ИЗТ.83.2020.ОЭСК.05.ТД		Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3

- оценки, локализация, поиск потерь электроэнергии;
- формирования всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

Основные функции АИИС КУЭ:

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСПД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/GSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСПД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

1.4 Описание процесса деятельности

Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 110/6кВ "Машзавод" представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.

Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №	<p>измерительных преобразователей — измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.</p> <p>Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.</p>					
<p>Изм. Колуч. Лист № док. Подп. Дата</p>						<p>ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД</p>		<p>Лист</p> <p>4</p>

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи GPRS и GPRS.

1.5 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

1.6 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21.404-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.</p> <p>ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.</p> <p>ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.</p> <p>ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.</p> <p>ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.</p> <p>ГОСТ 21.404-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД	Лист	
							5	

ГОСТ 21406–88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302–80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303–80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304–82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002–89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001–83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003–90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603–92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14254–96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958–76 Система «человек–машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861–83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035–83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206–94 Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207–94 Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563–96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596–2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377–92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.

ГОСТ Р 50739–95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275–99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22–99 (СИСПР 22–97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101–94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ское оборудование.</p> <p>ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.</p> <p>ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.</p> <p>ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленных от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.</p> <p>РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД		Лист
								6

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования техника-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

1.7 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер по обслуживанию оборудования	1
Техник-электромеханик	2

Системный программист-администратор – поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС. КУЭ.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					ИЗТ.83.2020.ОЭСК.05.ТД		Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	7

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 8
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД			

- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

1.9 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №	<p>Результаты измерения счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.</p> <p>Ремонтный режим работы</p> <p>В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.</p> <p>Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.</p> <p>Диагностика и проверка работоспособности системы</p> <p>Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:</p>							
									ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		9

технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему; компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению; на компьютерах установлено программное обеспечение.

Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.

1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КУЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5S – для счетчиков трансформаторного включения.

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии.

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №	<p>Установка счетчиков электроэнергетики.</p> <p>Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.</p> <p>Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.</p> <p>Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.</p>																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.ТД		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																					
								10																		

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

По з.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип суще- ствующих ТТ	Номинал существу- ющих ТТ	Тип Суще- ствующих ТН	Номинал существу- ющих ТН
1	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. №12	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТПОЛ-10	600/5	-	-
					ТПОЛ-10	600/5	-	-
2	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. №38	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТПОЛ-10	600/5	-	-
					ТПОЛ-10	600/5	-	-
3	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. №14	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТПЛ-10	400/5	-	-
					ТПЛ-10	400/5	-	-
4	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. №31	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТПОЛ-10	600/5	-	-
					ТПОЛ-10	600/5	-	-
5	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. №15	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТПЛ-10УЗ	400/5	-	-
					ТПЛ-10УЗ	400/5	-	-
6	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. №29	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТПЛ-10	400/5	-	-
					ТПЛ-10	400/5	-	-
7	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, Ф-6-16-3	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТПОЛ-26	400/5	-	-
					ТПЛМ-10-М	400/5	-	-
8	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, Ф-6-40-3	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТПОЛ-10	600/5	-	-
					ТПОЛ-10	600/5	-	-
9	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ- 6 кВ Ф-6-3-Г	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТПЛ-10УЗ	300/5	-	-
					ТПЛ-10УЗ	300/5		
10	ПС 110/6 кВ "Машзавод" Ф-6-41-Г	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТПЛМ-10-М	300/5	-	-
					ТПЛМ-10-М	300/5		
11	ПС 110/6 кВ "Машзавод" Ф. 6-42-Г	ПСЧ- 4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТПЛ-10УЗ	300/5	-	-
					ТПЛ-10УЗ	300/5		
12	ПС 110/6 кВ "Машзавод" ТСН-1	ПСЧ- 4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ, яч. Ввода №1	-	-	-	-
13	ПС 110/6 кВ "Машзавод" ТСН-2	ПСЧ- 4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ, яч. Ввода №2	-	-	-	-

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						ИЗТ.83.2020.03СК.05.ТД	Лист
							12
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращении электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

ИВКЭ;

- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИВК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИВК). ИВК – совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИВК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИВК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

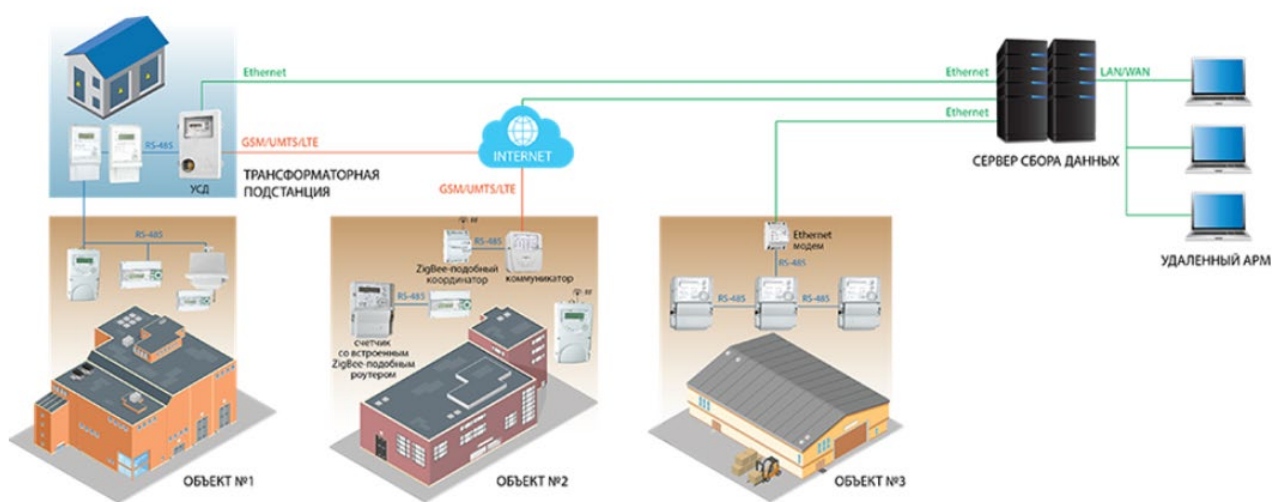
- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №							ИЗТ.83.2020.03СК.05.ТД	Лист 14
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №						
						ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД	Лист	
							15	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.05.ТД	Лист	
							16	

Инд. №	Подп. и дата	Взам. инд. №

- информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

4.1 Состав информационного обеспечения

1) документів:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы.

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

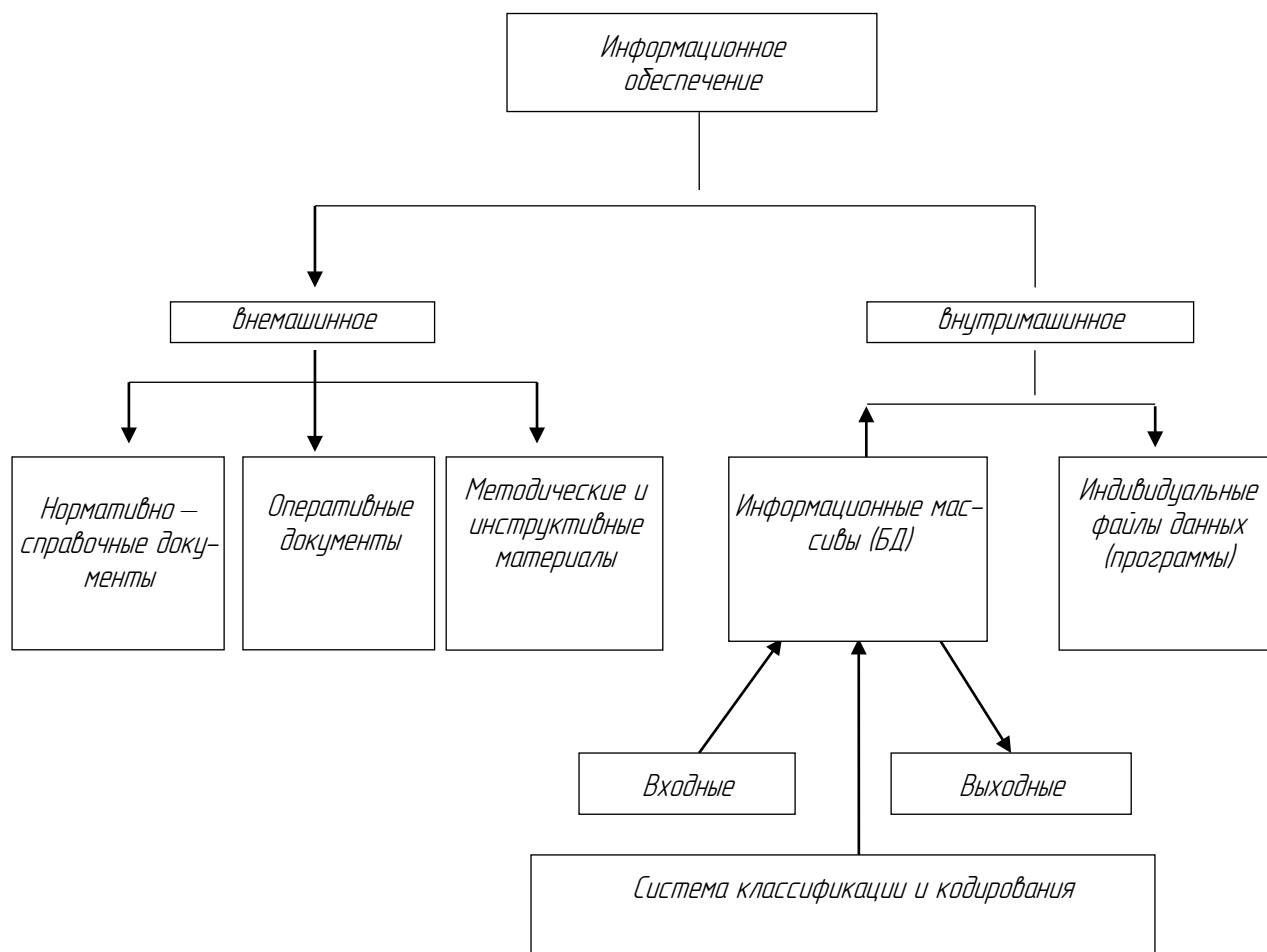


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">- техническая об измеренных значениях;- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;- служебная, содержащая внутренние настройки системы.					
						ИЗТ.83.2020.03СК.05.ТД		Лист
								18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

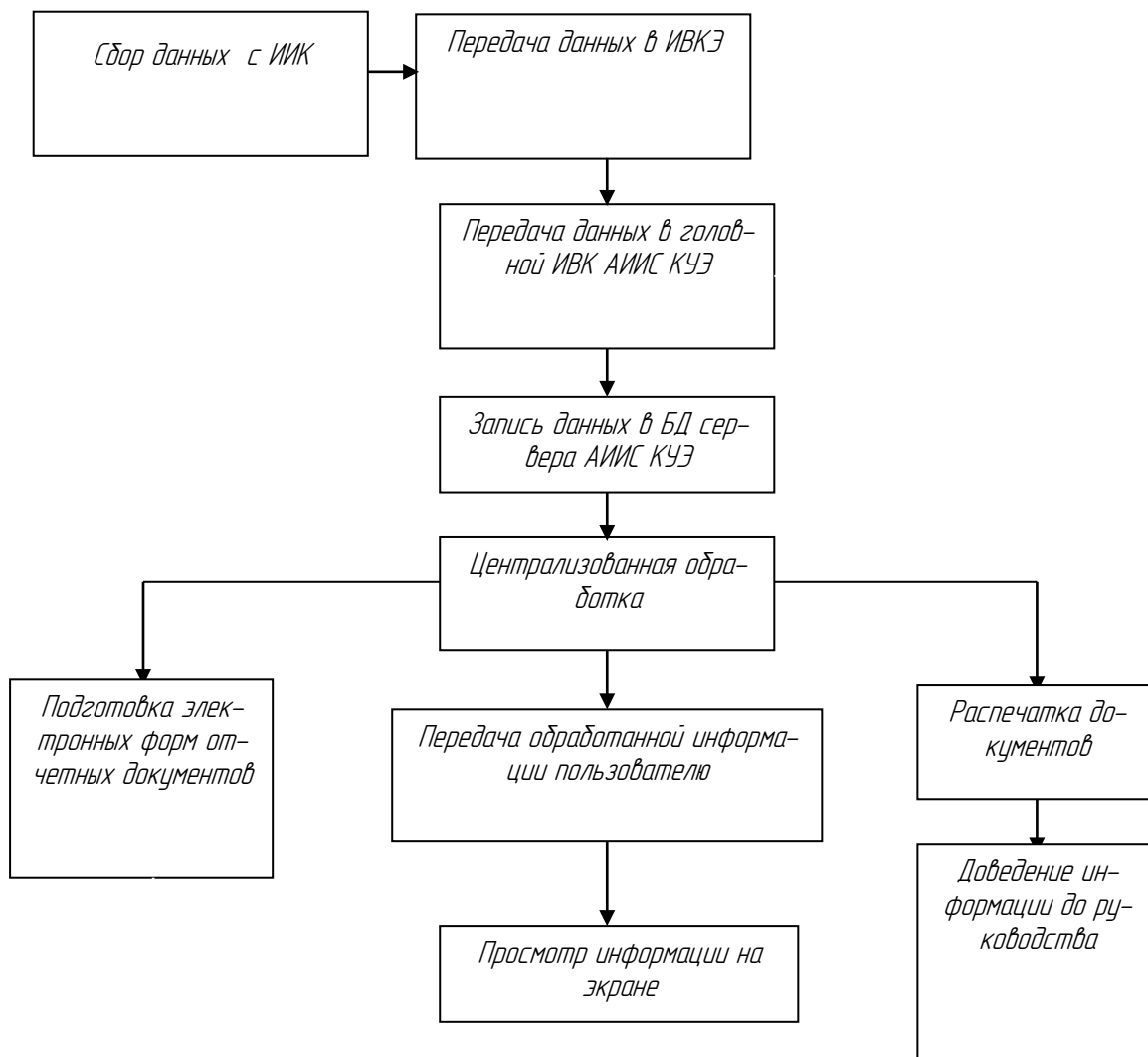


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашиной информации

Внемашина информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">— осуществлять контроль за состоянием оборудования;— осуществлять контроль за состоянием оборудования;— формировать отчеты;— формировать данные для передачи другим субъектам рынка.						
Подп. и дата							
Инв. № подл.	<h4>4.4 Организация внемашинной информации</h4>						
	<p>Внемашинная информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:</p>						
	<ul style="list-style-type: none">- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);						
						ИЗТ.83.2020.03СК.05.ТД	Лист
							19
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.ТД	Лист	
							20	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных перетоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствует ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Тарификатор:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках — до 144;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									21
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД			

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №							Лист	
									ИЗТ.83.2020.03СК.05.ТД	
									22	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД			23

- *управления нагрузкой по расписанию.*

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммуникаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

на к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.ТД	24

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с U _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{ном}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \delta \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_6}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \delta \leq I < I \delta$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta_P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta_{P_n} \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta_Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta_{Q_n} \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7–115)/(100–200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7–115)/(100–200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120–230)/(208–400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120–230)/(208–400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120–230)/(208–400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

Инд. №	Взам. инд. №
подл.	и дата
Инд. №	подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД	Лист
							27

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200 бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №							ИЗТ.83.2020.03СК.05.ТД		Лист
											28
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и обратной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК.01 относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №	<p>22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.</p> <p>В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°С.</p> <p>5.6 Защита от несанкционированного доступа</p> <p>Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.</p> <p>Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.</p>						
			<p>ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.ТД</p>						Лист
									29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.05.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН»

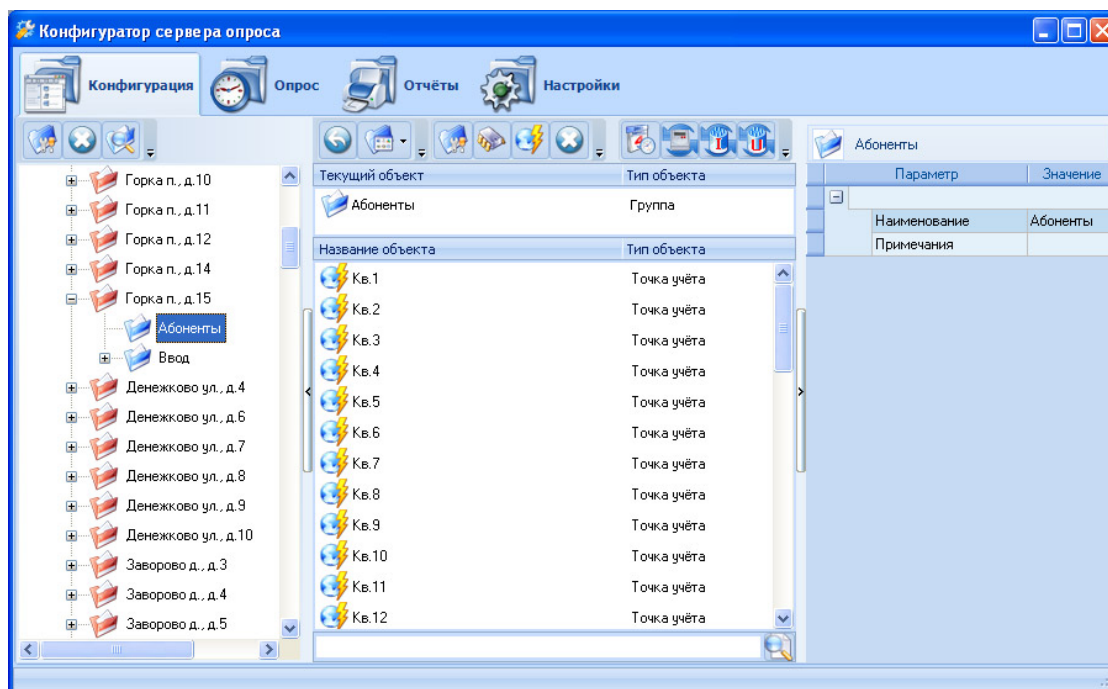
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» представлено на сайте производителя и может быть использовано в свободном доступе.

Сервер Опроса

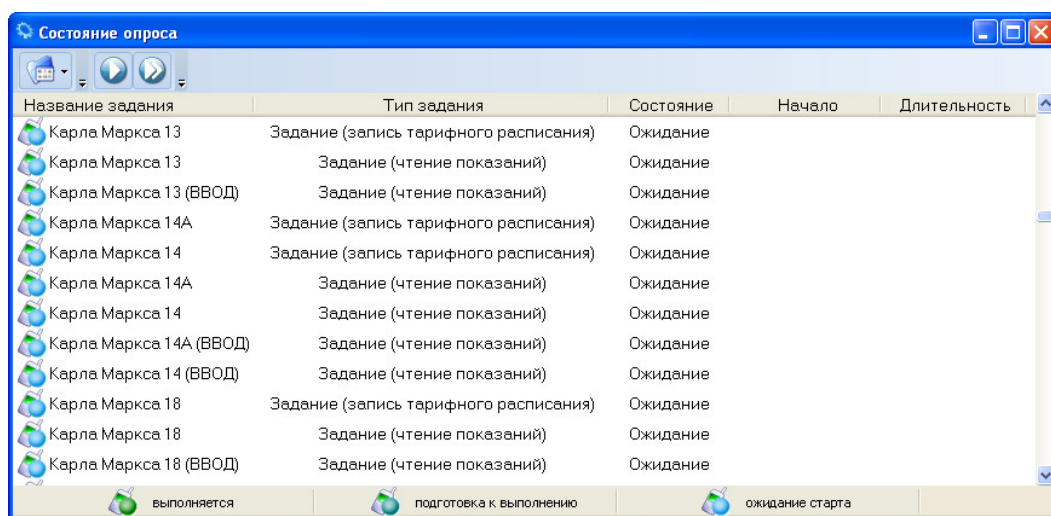
Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса, данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД	Лист	
							31	

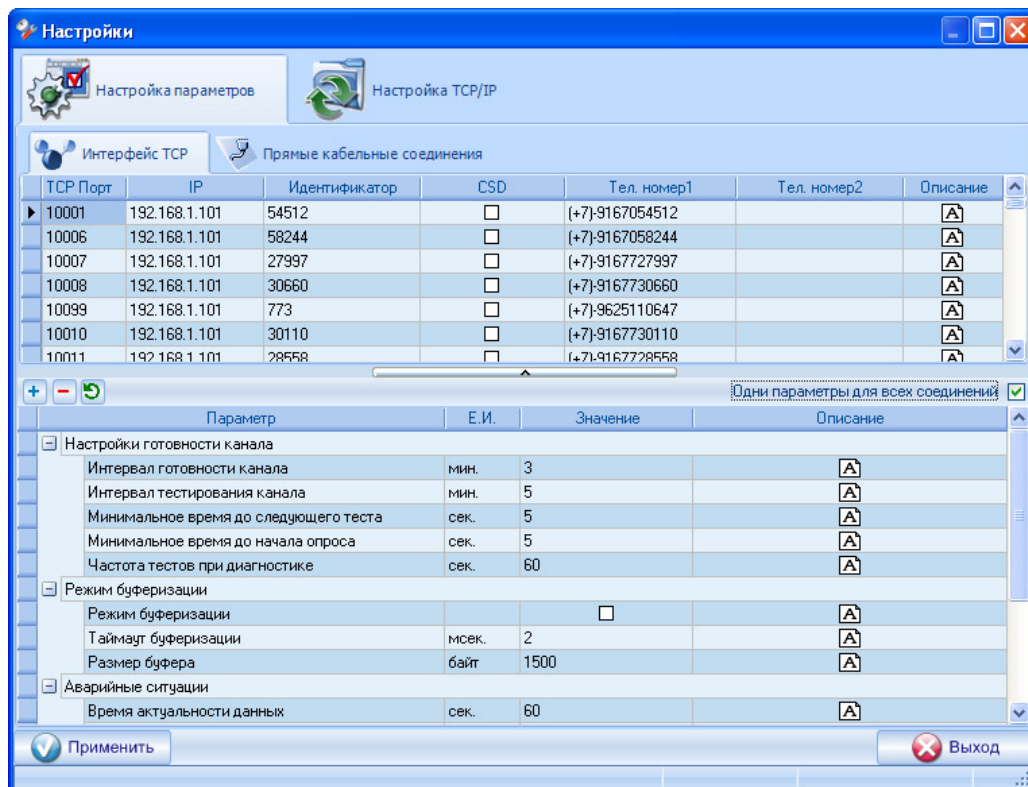
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



Взам. инв. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЗТ.83.2020.03СК.05.ТД

Лист

32

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф 1 Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.395	222.225
01.05.2009	00:00:00	2326.387	1261.053	232.354
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЭБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.6,	Устьян А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061085	СЭБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7, А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061052	СЭБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7,	БАБКИН А В/НАГАЙЦЕВ В М	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	13146	13751	605

Взам. инд. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.							Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	34

ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электро-энергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №	<p>должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).</p> <p>Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.</p> <p>7.6 Контроль точности результатов измерений</p> <p>Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.</p> <p>Задачами контроля точности являются проверки:</p>							
									ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		35

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f = (5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f = (20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.05.ТД	Лист	
							36	

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

<i>Элемент системы</i>	<i>Тип</i>	<i>Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений</i>
<i>Счетчик</i>	<i>ПСЧ-4 ТМ.05.МК</i>	<i>62838</i>

<i>Инд. № подл.</i>	<i>Подп. и дата</i>	<i>Взам. инд. №</i>

						<i>ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.ТД</i>	<i>Лист</i>
							<i>37</i>
<i>Изм.</i>	<i>Колуч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КУЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КУЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КУЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КУЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КУЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД			39

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 10 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

Согласно ГОСТ 27.002-89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надёжности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии;
- УСПД.

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003-90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	13

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003-90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

Измерительные ТТ и ТН относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.

Взам. инд. №		УСПД		Комплект УСП-2.03/1		Восстанавливаемы		1		
Подп. и дата		<p>9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности</p> <p>Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003-90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.</p> <p>Измерительные ТТ и ТН относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.</p>								
Инд. № подл.								ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД		Лист
										40
		Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Щкаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надёжности:

- а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:
средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;
средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.
- б) для счетчиков электроэнергии:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;
среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.
- в) для системы шкафов УСПД:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;
время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надёжности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надёжности.

Расчет показателей надёжности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надёжности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надёжности приведены в таблице.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии.</p> <p>ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>							
									ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		41

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	13	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИМК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	13	165000	0,0000787
Итого для ИМК					0,0000787

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИБКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2.

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИБКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
									42
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0000850$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 11759 \text{ ч.}$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 11759 / (2 + 11759) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах

Взам. инд. №	Подп. и дата	$\lambda_r = \frac{1}{T_B + T_0};$ <p>$Kr=11759/(2+11759)=0,99.$</p> <p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах</p>						Лист	
		ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.ТД							43
		Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжести последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №										
			<p>9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта</p>									
			<p>Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:</p>									
			<p>а) ежедневно:</p> <ul style="list-style-type: none">- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;									
						ИЭТ.83.2020.03СК.05.ТД					Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						44	

- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
- фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
- лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.

а) ежедневная профилактика включает в себя:

- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;

- проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;

- анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;

- доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;

- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.05.ТД			45

- резервирование коммерческой информации на внешние носители.
- в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:
 - поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;
- з) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:
 - очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;
 - для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.
- д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:
 - проведение диагностики и локализация неисправности устройств;
 - полное тестирование и выявление неисправных устройств;
 - ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надёжности необходимо предусмотреть комплект ЗИП. Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t,$$

где Q – количество запасных элементов;

N – количество элементов на подстанции;

t – % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								
			<p>где Q – количество запасных элементов;</p> <p>N – количество элементов на подстанции;</p> <p>t – % (на основании договора).</p> <p>Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».</p>							
									ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.ТД	Лист
										46
			Изм.	Коллич.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

*"Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

*ПС 110/6 кВ "Машзавод"
ТОМ 2*

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.05. РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.СБ.01	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.СБ.02	Схема электрическая принципиальная распределительной сети	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.С 7	План расположения оборудования и проводок	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.01	Схема подключения вторичных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.С 5.02	Схема подключения информационных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

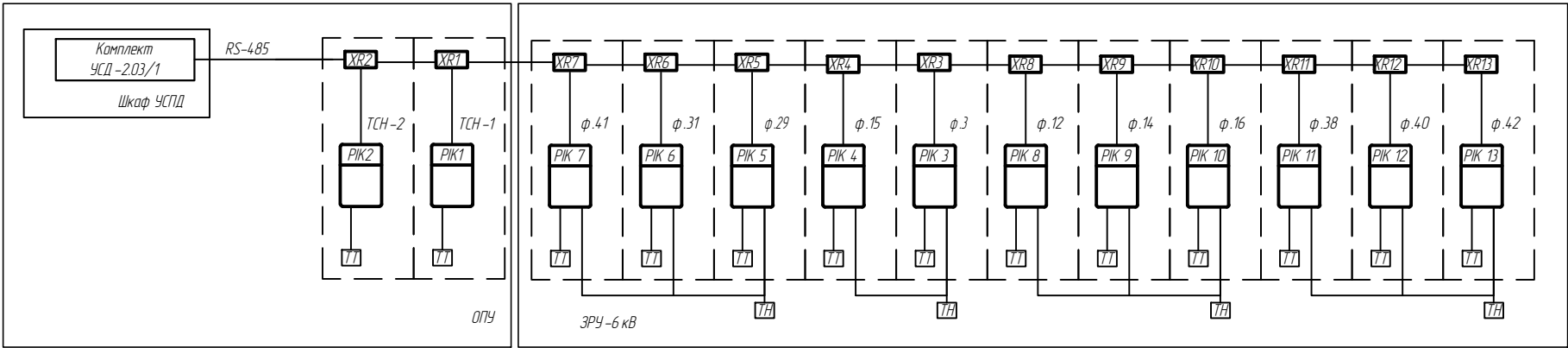
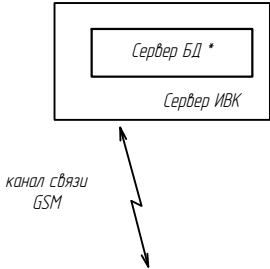
Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем.
Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.ТП

ПС 110/6кВ "Машзавод"

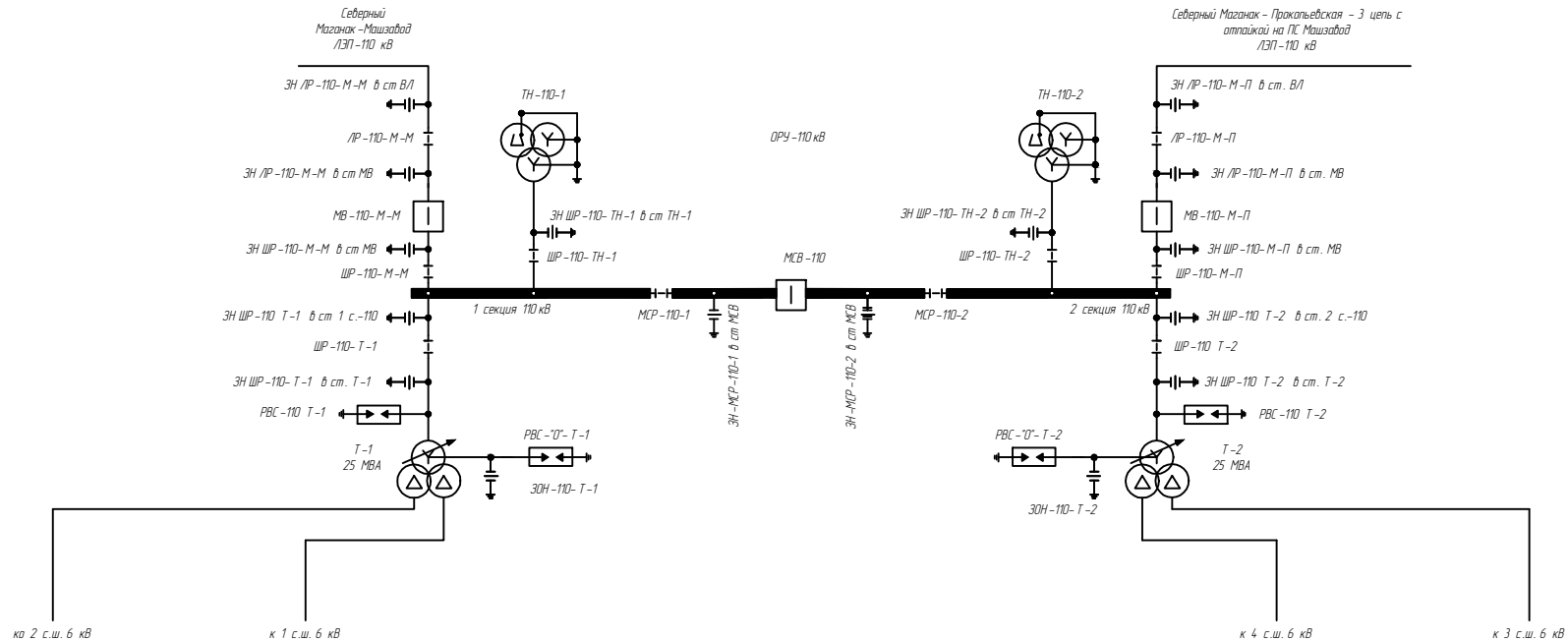
ООО "Инэнерготех"

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК3- РІК13	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	11	
2	РІК1, РІК2	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
3	ХР1-ХР13	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	13	



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

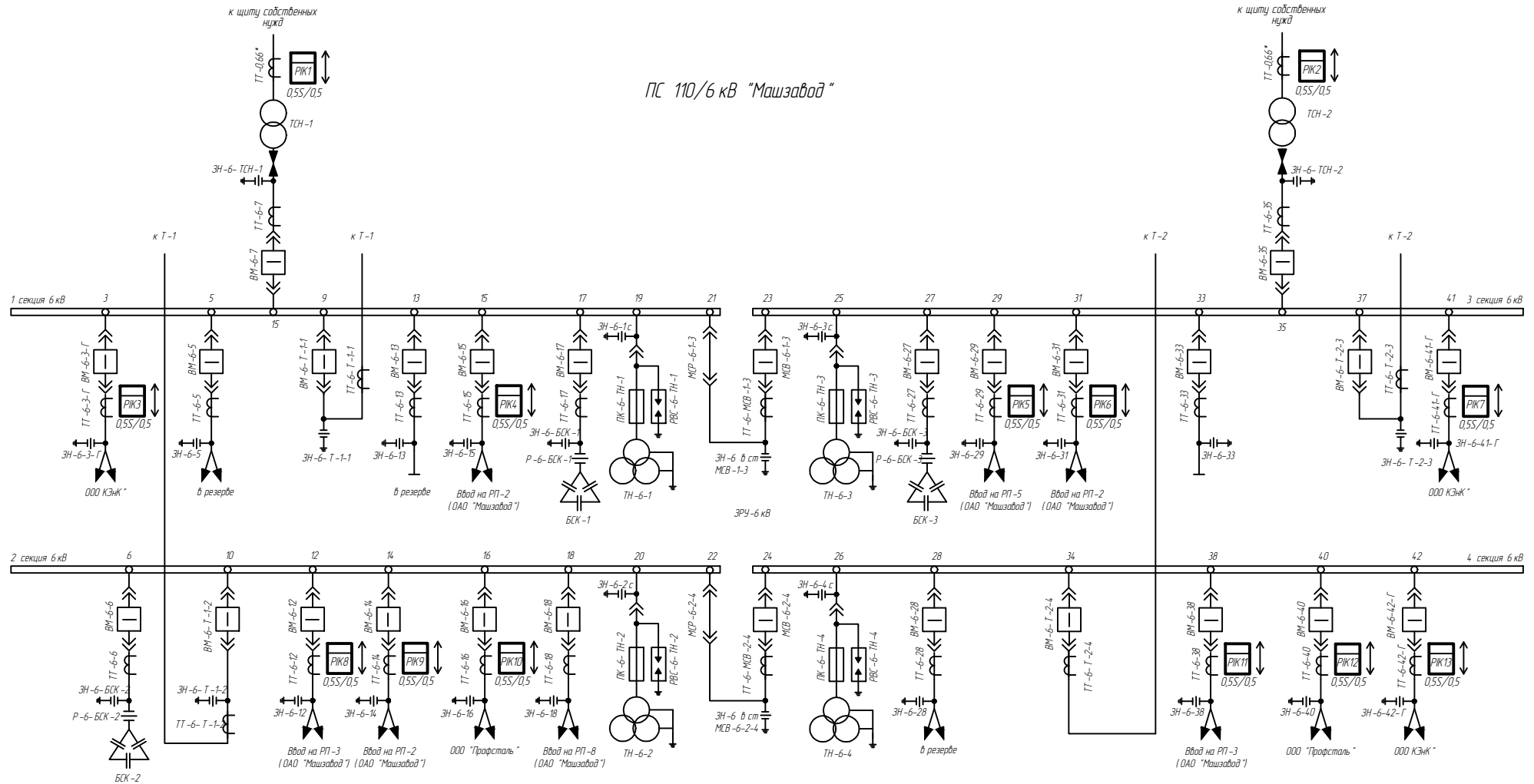
						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.С 1		
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ "Машзавод"	Стадия	Лист
Разраб.		Логашева			2020		Р	1
Провер.		Казлов			2020	Схема структурная	ООО "Инэнерготех"	
Утв.		Савченко			2020			



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должны быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на отмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.СБ.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ дж.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ "Машзавод"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	2
Провер.		Козлов			2020				
						Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

ПС 110/6 кВ "Машзавод"



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должны быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на отпках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5
- * - Данные по существующему оборудованию отсутствуют, необходимо убедиться в выполнении п. 2. настоящего примечания

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.05.РД.СБ.01

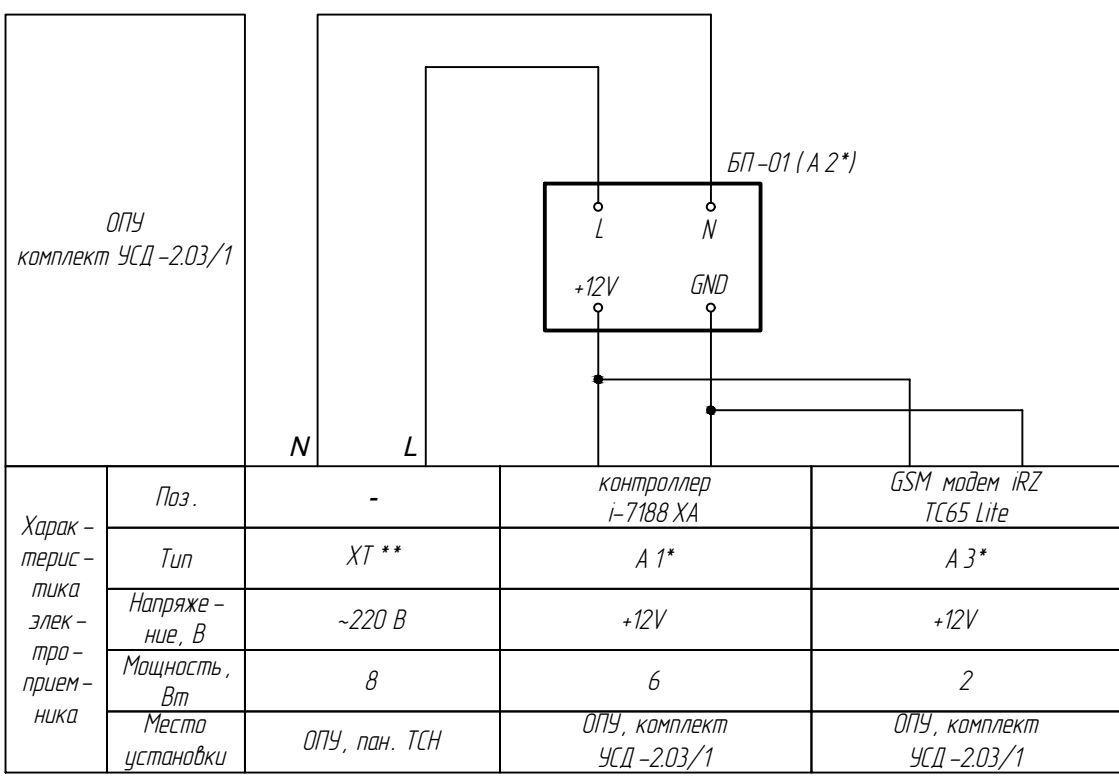
Лист
2

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.
3. ** - существующее оборудование. Место подключения питания УСД -2.03/1 определить при монтаже.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.СБ.02

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Логашева				2020
Провер.	Козлов				2020
Утв.	Савченко				2020

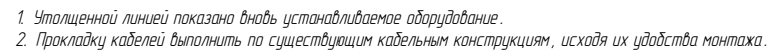
ПС 110/6кВ "Машзавод"

Схема электрическая принципиальная
распределительной сети

Стадия	Лист	Листов
Р		1

ООО "Инэнерготех"

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	150	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	28	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	30	



						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.05. РД.С 7			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ Машзавод"	Статья	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р		
Провер.	Козлов				2020				1
						План расположения оборудования и проводов	ООО "Инэнерготех"		
Учтб.	Савченко				2020				

Присоединение ф. п

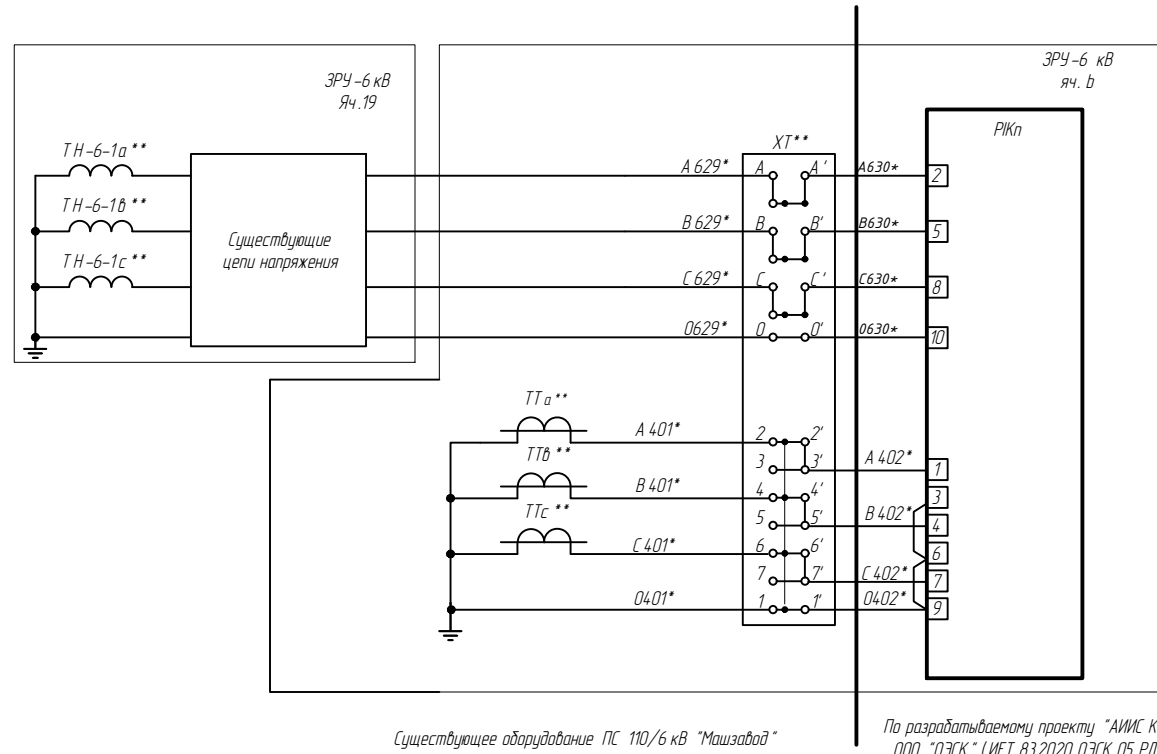


Таблица применения

Наименование присоединения, ф.п	ЗРУ-6 кВ, ЯЧ. б	РКп п
ф. 3	3	3
ф. 15	15	4

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** - существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

ИЗТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.С 5.01					
АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"					
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ дж.	Подп.	Дата
Разраб.	Логашева				2020
Провер.	Казлов				2020
ПС 110/6кВ "Машзавод"					
Схема подключения вторичных цепей					
Утв. Савченко					
2020					
Статия				Лист	Листов
Р				1	5
ООО "Инэнерготех"					

Присоединение ф. п

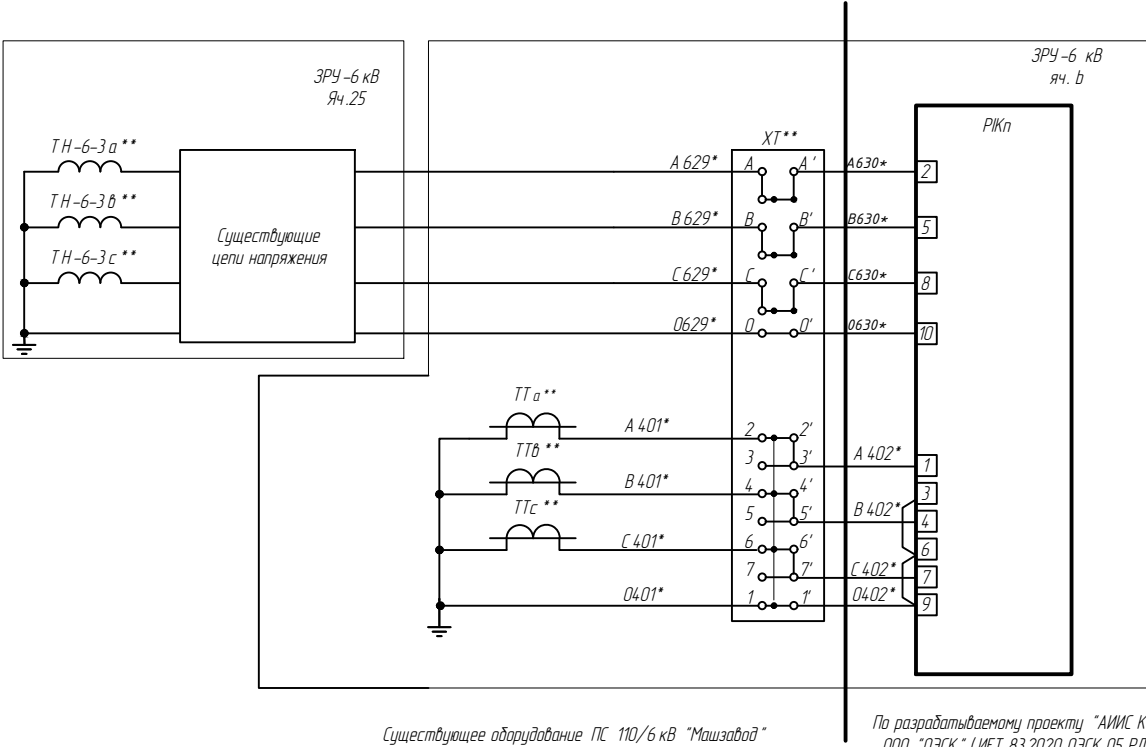


Таблица применения

Наименование присоединения, ф.п	ЗРУ -6 кВ,яч. б	РКП п
ф. 29	29	5
ф. 31	31	6
ф. 41	41	7

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.05.РД)

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** - существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Присоединение ф. п

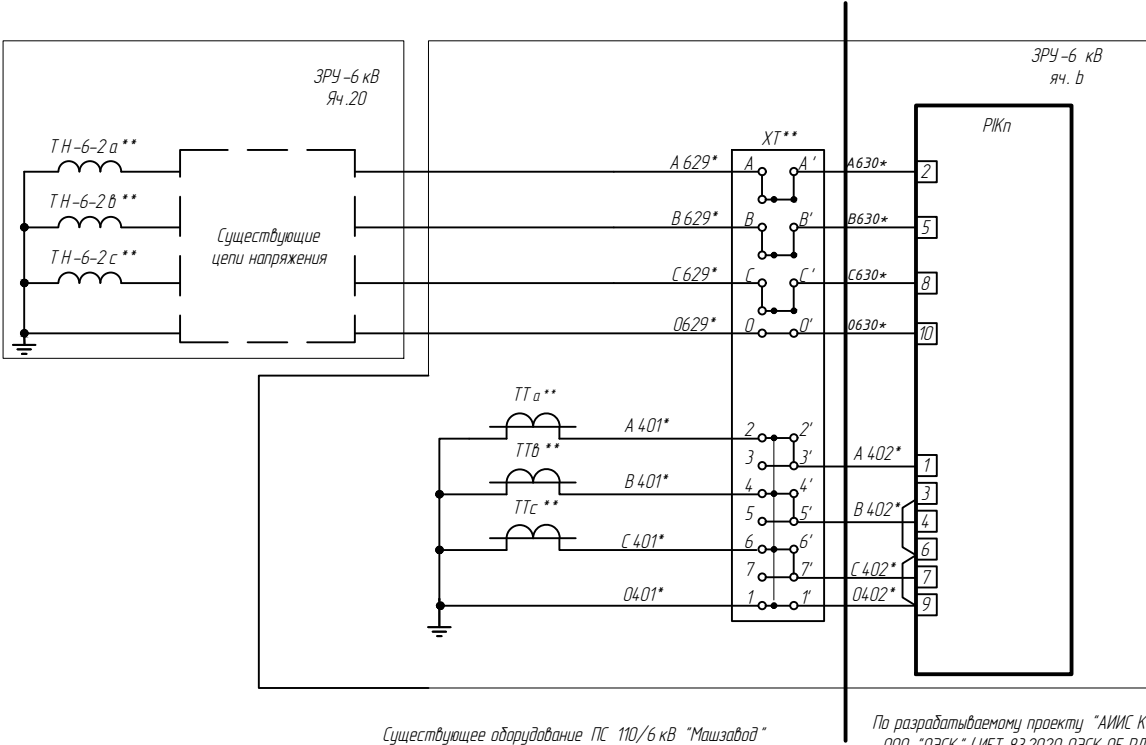


Таблица применения

Наименование присоединения, ф.п	ЗРУ -6 кВ, яч. б	РКП
ф. 12	12	8
ф. 14	14	9
ф. 16	16	10

Существующее оборудование ПС 110/6 кВ "Машзавод"

По разработанному проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.05.РД)

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** - существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инд. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.С5.01	Лист 3

Присоединение ф. п

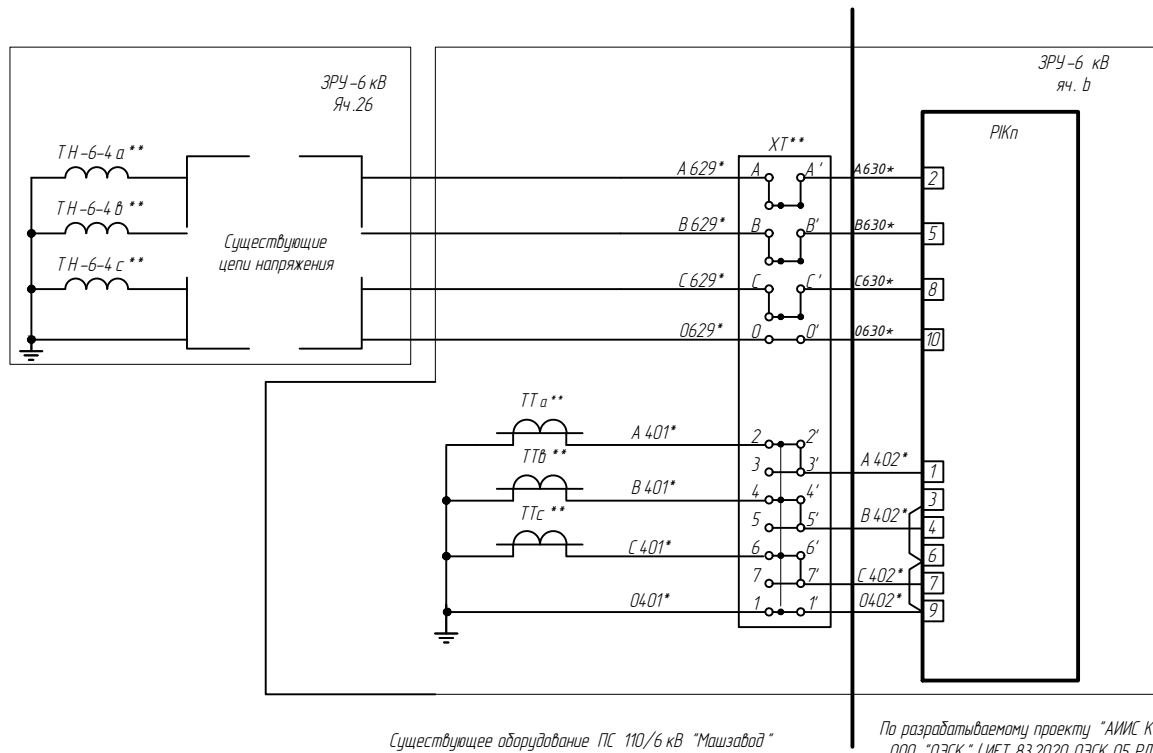


Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	ЗРУ –6 кВ, яч. б	Р/К п
ф. 38	38	11
ф. 40	40	12
ф. 42	42	13

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.05.РД)

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см. руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Присоединение ф. N

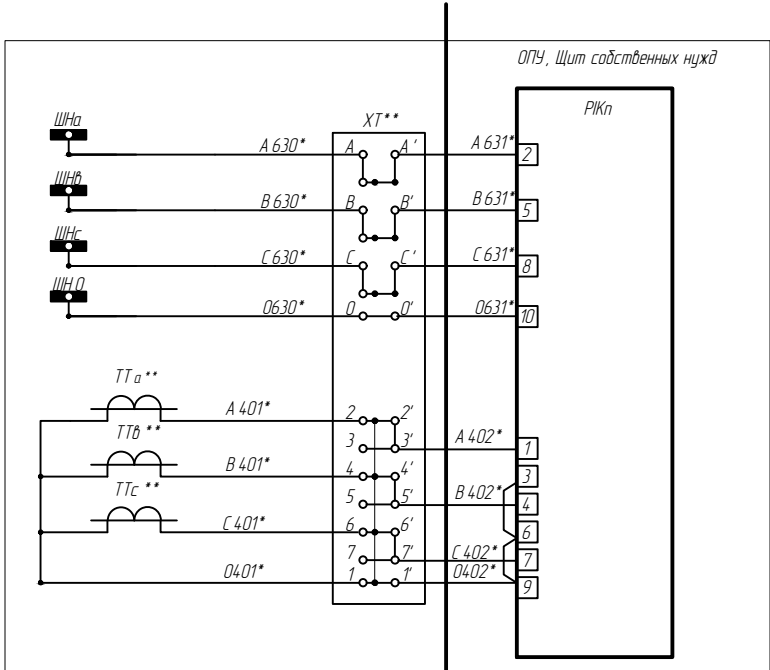


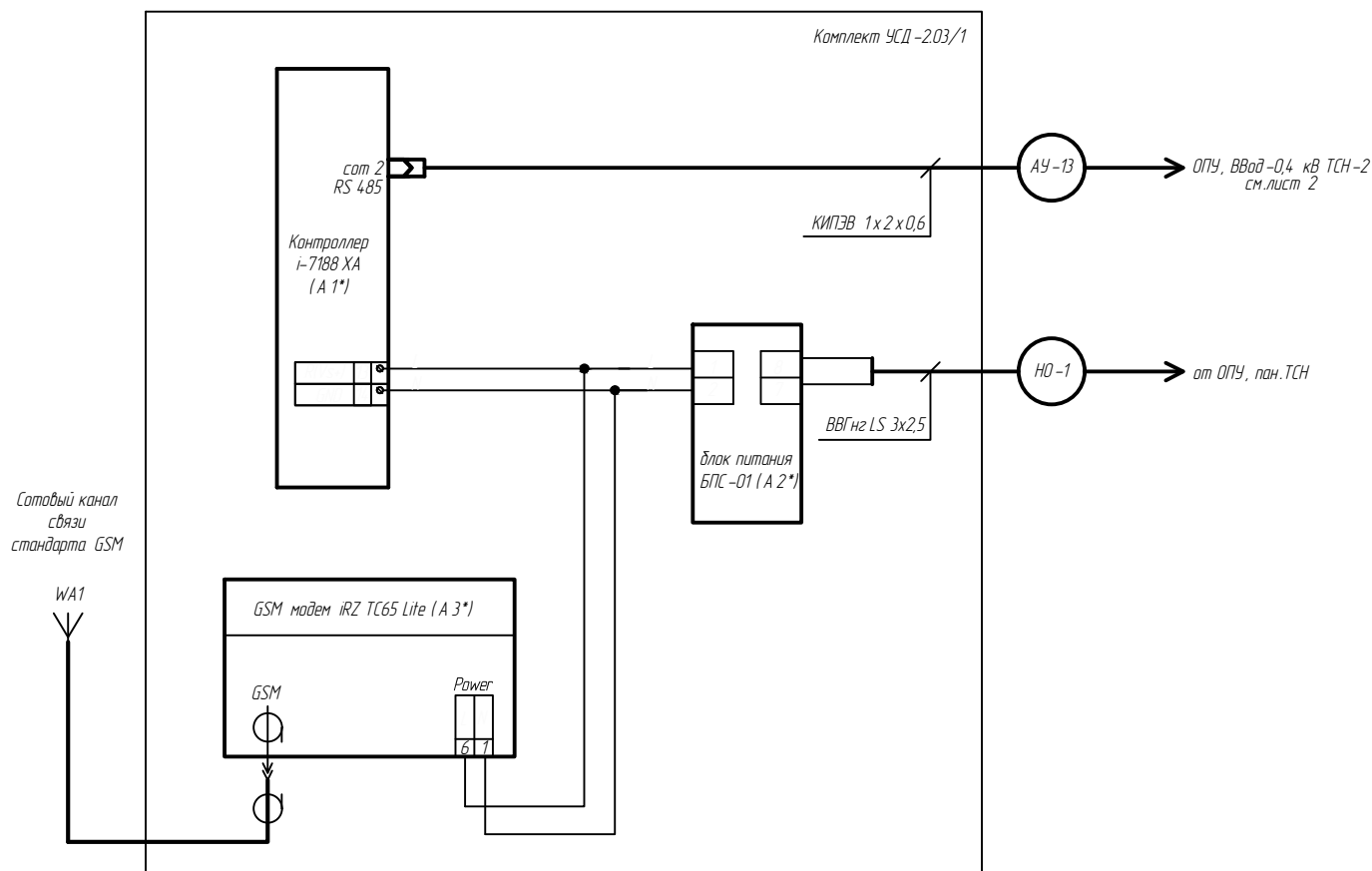
Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РКп n
ТСН-1	1
ТСН-2	2

Существующее оборудование ПС 110/6 кВ "Машзавод"

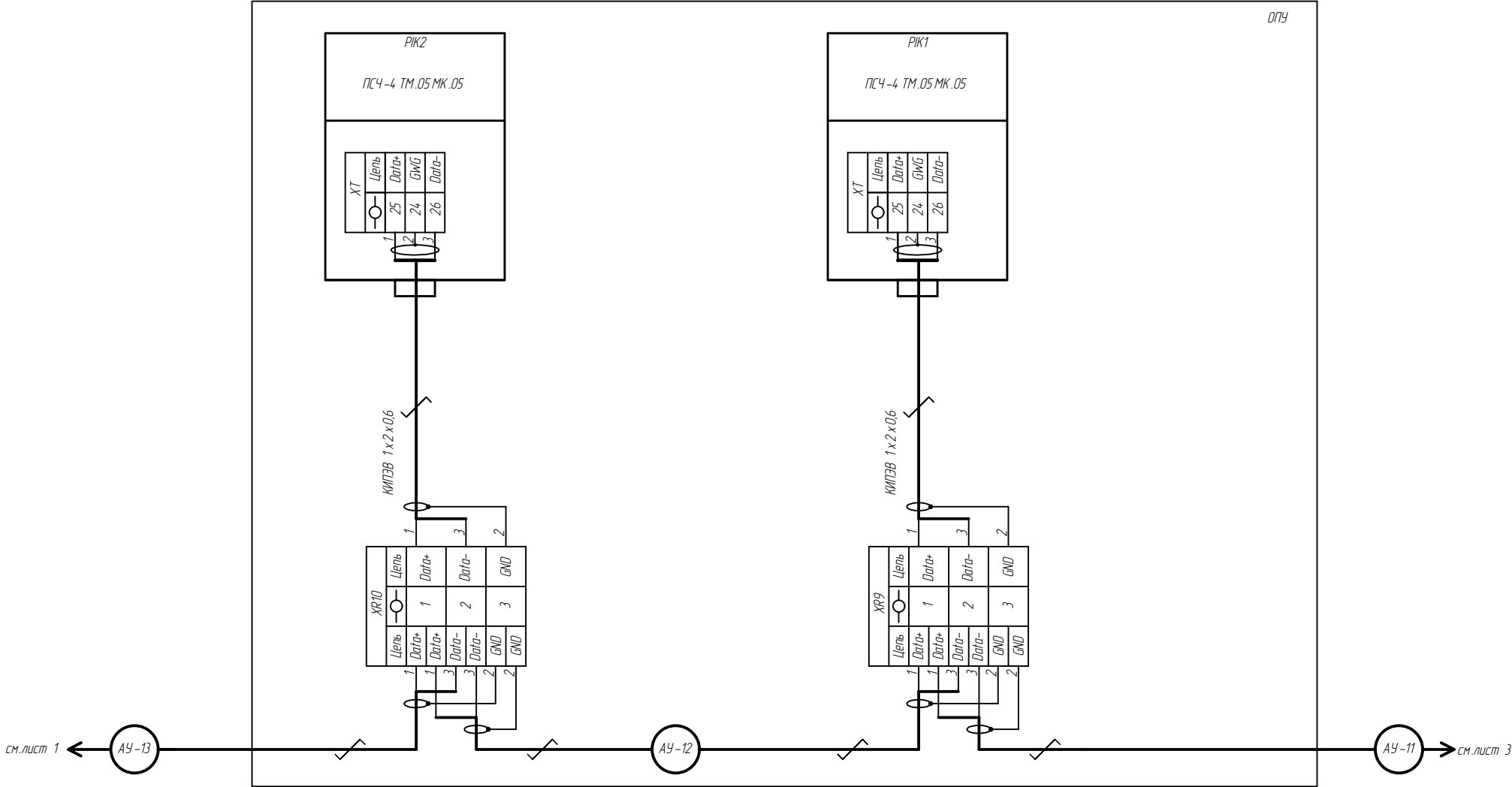
По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.03СК.05.РД)

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** - существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

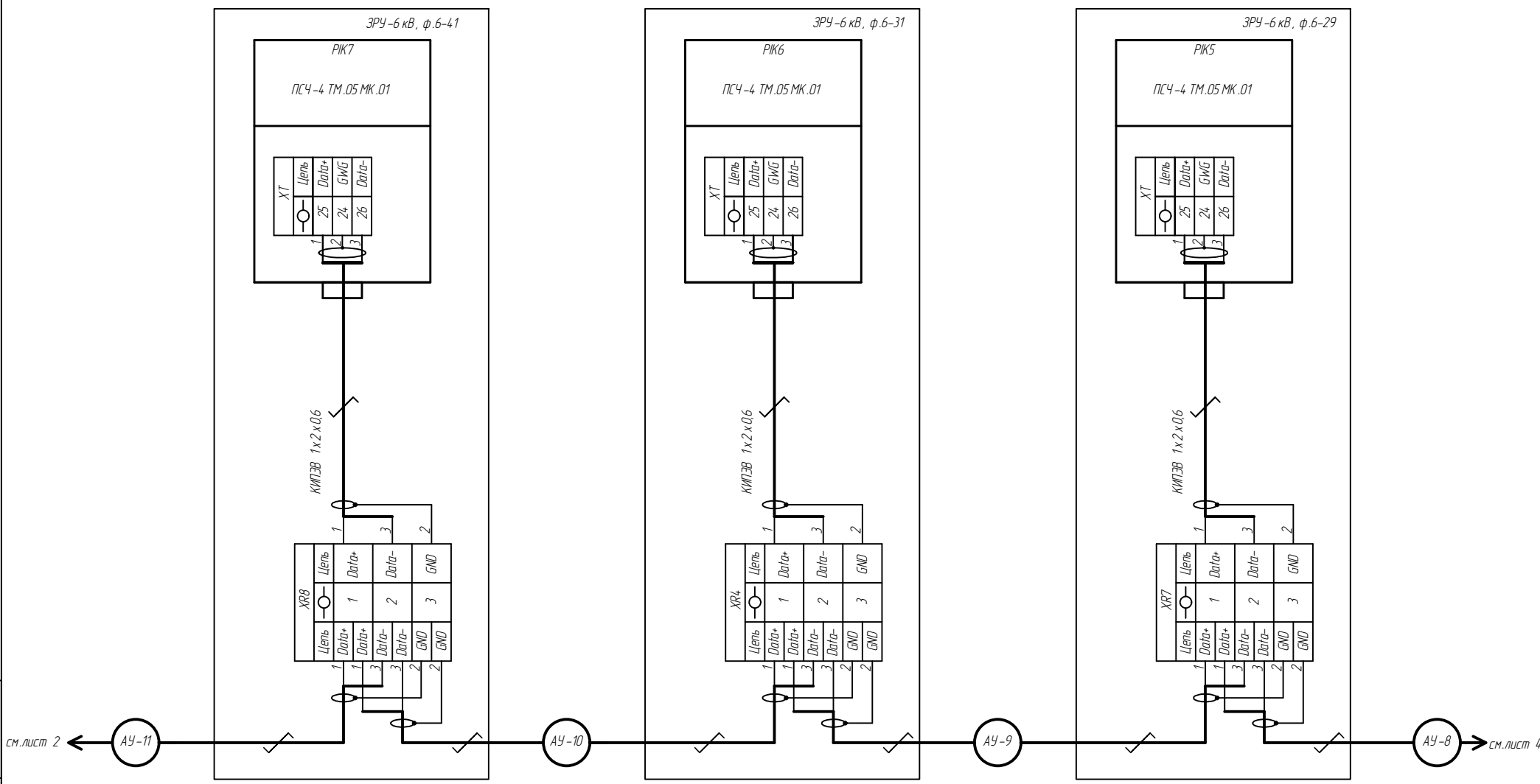


- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- * - обозначение прибора по паспорту.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.05. РД.С 5.02			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ "Машзавод"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	5
Провер.		Казлов			2020	Схема подключения информационных цепей	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				



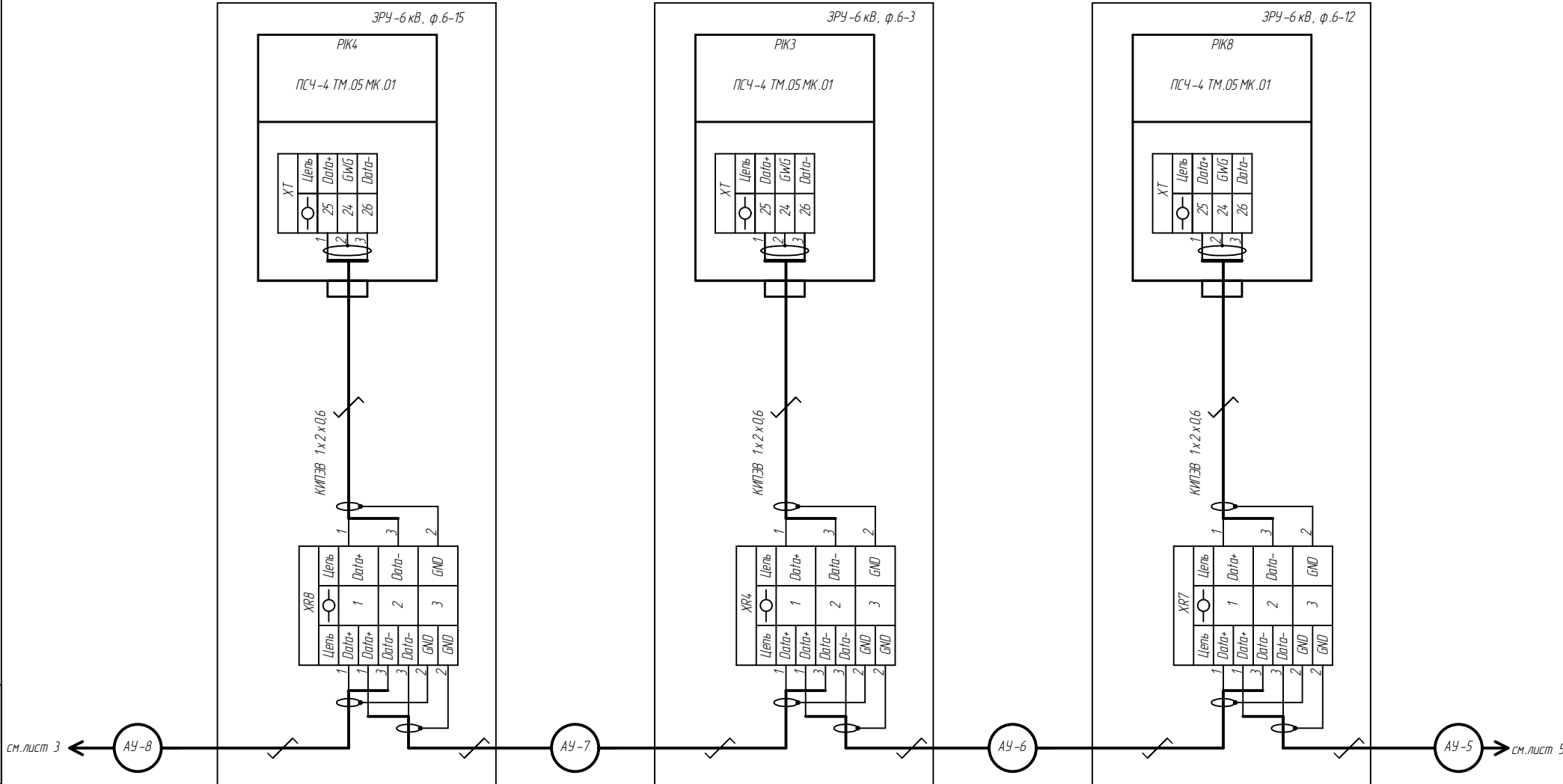
Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инд. №



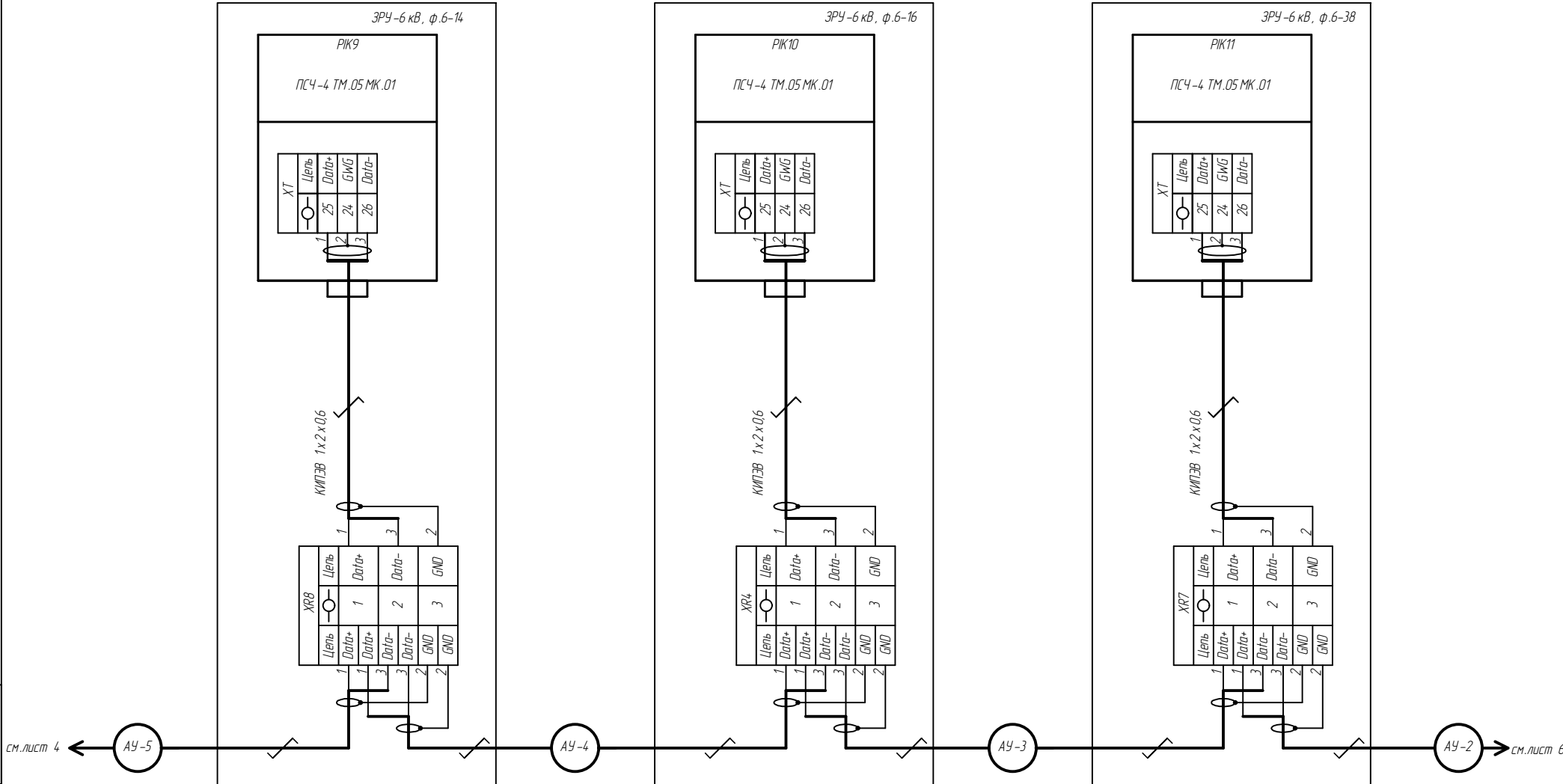
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.РД.С5.02

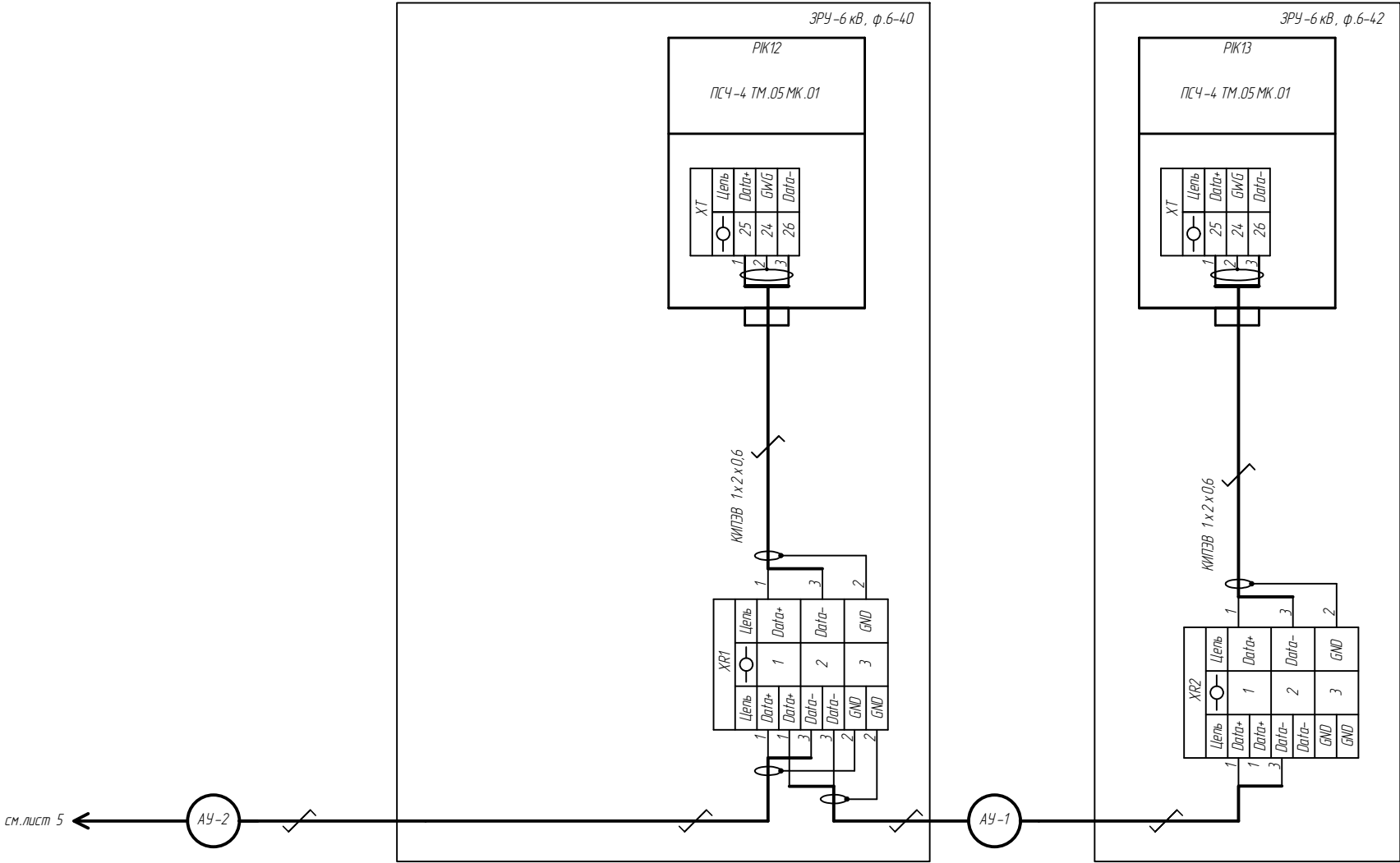
Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инд. №



Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инд. №



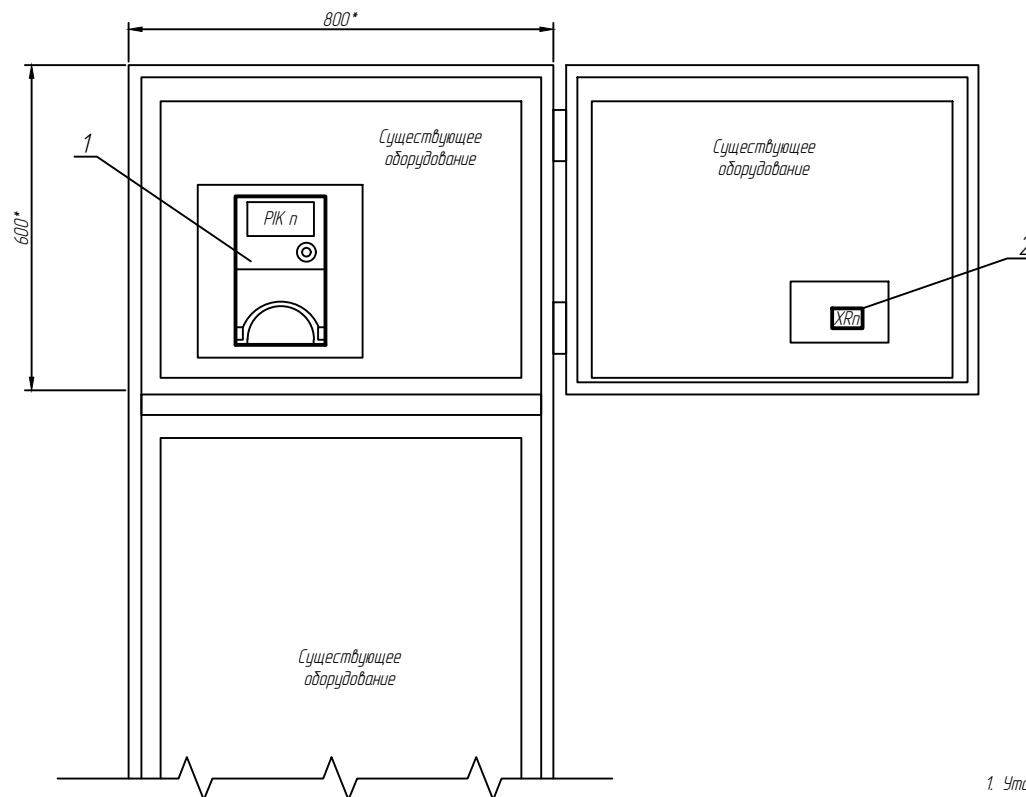
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.05.РД.С5.02

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ-6 кВ, ф. N



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК n	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR n	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РК n	Место установки
ф. 3	3	ЗРУ-6 кВ
ф. 15	4	
ф. 29	5	
ф. 31	6	
ф. 41	7	
ф. 12	8	
ф. 14	9	
ф. 16	10	
ф. 38	11	
ф. 40	12	
ф. 42	13	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см. руководства по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз. 3.

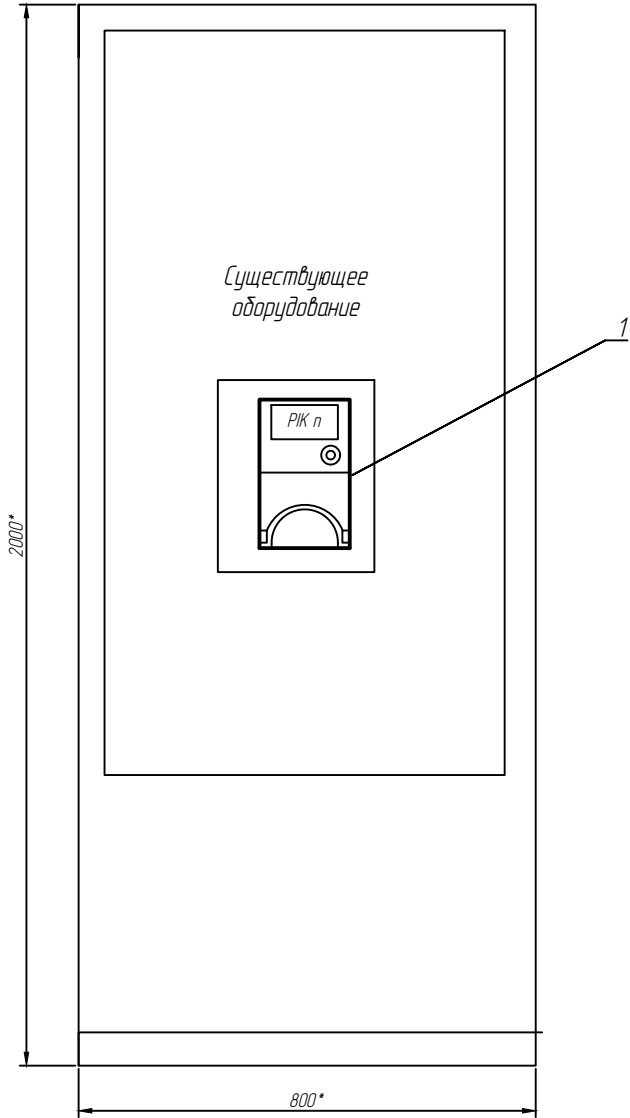
Изм. №	Подп.	Взам. инв. №

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.05. РД.СА			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ дж.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ "Машзавод"	Стация	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	2
Провер.		Козлов			2020	Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, Щит собственных нужд

Вид спереди



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РСК n	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	1	
2	XR n	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Монтажная DIN – рейка, L=100 мм	1	
4		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16	10	

Вид сзади

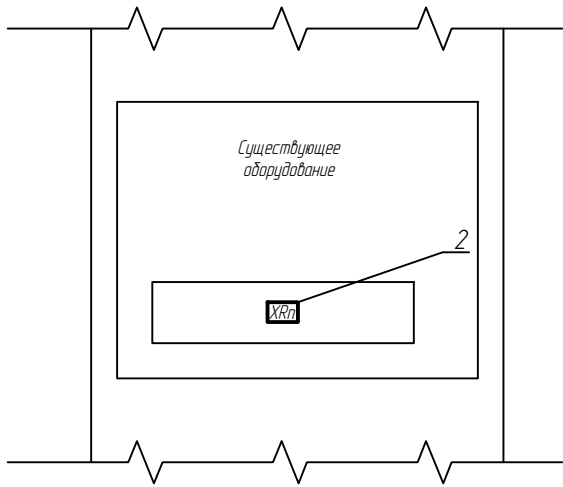


Таблица применения

Наименование присоединения, ф.Н	РСК n	Место установки
ВВод-0,4 кВ ТСН-1	1	ОПУ
ВВод-0,4 кВ ТСН-2	2	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии, разветвитель интерфейса и монтажную DIN- рейку установить при помощи саморезов поз.5.
- Модуль грозозащиты установить на монтажную DIN-рейку.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.РД.СА		Лист
								2

[illegible]

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ "Электромашина"

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.ТРП

2020

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ “Электромашина”

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ПС 35/6кВ “Электромашина”

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Инв. № подл.	Взам. инв. №				
	Подп. и дата				

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-45		

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ «Электромашина» Ведомость ТД	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Козлов					ТП	2	45
							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ «Электромашина».

Технорабочий проект выполнен на основании:

- Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;
- Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ «Электромашина» находится в г. Прокопьевске и имеет распределительные устройства 35 и 6кВ.

В настоящее время подстанция присоединяется к энергосистеме двумя отпайками КЛ-35-К-29 и КЛ-35-К-30.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6кВ мощностью 16МВА. Параллельная работа двух трансформаторов на ПС запрещена.

ЗРУ-6кВ выполнена по системе двух секций 6кВ с секционным разъединителем. В цепях присоединений ЗРУ-6кВ установлены трансформаторы тока типа ТВЛМ-10 класса точности 0,5 и трансформаторы напряжения НТМИ-6-66, класса точности 0,5.

В цепях присоединениях ТСН-1 и ТСН-2 установлены трансформаторы тока типа ТТИ-30 класса точности 0,5.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;

Взам. инд. №	Подп. и дата	Инд. № подл.							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.04.ТД	Лист 3
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений (60 минут), обработки, хранения информации. Глубина хранения 170,6 суток.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК с коммуникатором GSM C-102.01;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

Исходной информацией ИВК (третий уровень) служат данные, получаемые со счетчиков электрической энергии. Счетчики в автоматическом режиме передают информацию на уровень ИВК. Организация взаимодействия ИВК – счетчик построена на передачи данных по GSM каналу.

Состав процедур, выполняемых на этом уровне:

- автоматический регламентированный сбор, обработка и накопление коммерческой, технической и служебной информации;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии;
- автоматическая регистрация событий, сопровождающих процессы измерения;
- автоматическая коррекция единого календарного времени, как на промконтроллере, так и в счетчиках электрической энергии;
- предоставление доступа к результатам измерений и журналам событий;
- аппаратная и программная защита от несанкционированного доступа;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- диагностика работы технических средств;
- режим довосстановления данных после восстановления связи со счетчиками в случае её потери;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным.

Состав и технические характеристики оборудования первого и второго уровня АИИС КУЭ приведены в разделах «Описание комплекса технических средств» и «Описание автоматизированных функций» настоящего проекта.

По данному проекту замена трансформаторов тока и напряжения, вторичных цепей учета не предусматривается.

1.5 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №	<p>предусматривается.</p>									
			<p>15 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности</p>									
			<p>Проектные решения, принятые в технарабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.</p>									
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД						Лист
												5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

16 *Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов*

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадії розробтки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21404-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21406-88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и пла-
тах

ГОСТ 24.302-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303-80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304-82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001-83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы.
Автоматизированные системы. Термины и определения.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	<p>ГОСТ 21.406-88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.</p> <p>ГОСТ 24.302-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.</p> <p>ГОСТ 24.303-80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.</p> <p>ГОСТ 24.304-82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.</p> <p>ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.</p> <p>ГОСТ 30.001-83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.</p> <p>ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы.</p> <p>Автоматизированные системы. Термины и определения.</p>						Лист
			ИЗТ.83.2020.03СК.04.ТД						6
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958-76 Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861-83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.

ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.04.ТД	Лист
										7
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1.019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

1.7 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер по обслуживанию оборудования	1
Техник-электромеханик	2

Системный программист-администратор – поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС. КУЭ.

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС КУЭ.							
18 <i>Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ</i>							
<i>В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:</i>							
<i>— осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;</i>							
<i>— осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;</i>							
<i>— обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;</i>							
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД	Лист
							8
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">— осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;— обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;— обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;— осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;									
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД						Лист
												9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.

1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КЧЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КЧЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В. Фрунзе.

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5S – для счетчиков трансформаторного включения.

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии.

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>занной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.</p> <p>Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.</p> <p>После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.</p> <p>После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.</p>					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД		Лист
								11

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.04.ТД	Лист
										12
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип Существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС "Электрамашина" 35/6 кВ ф. №8	Фабас 3Т	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТВ/М-10	1500/5	НТМИ-6-66	6000/100
2	ПС ПС "Электрамашина" 35/6 кВ ф. №17	Фабас 3Т	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТВ/М-10	1500/5	НТМИ-6-66	6000/100
3	ПС "Электрамашина" 35/6 кВ ТСН1	Фабас 3Т	0,5S/0,5	ОПУ	ТТИ-30	200/5	-	-
4	ПС "Электрамашина" 35/6 кВ ТСН2	Фабас 3Т	0,5S/0,5	ОПУ	ТТИ-30	200/5	-	-

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.04.ТД	Лист
							13

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.04.ТД	Лист
											14
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Уровень ИВК в данном проекте не разрабатывается.

Третий уровень ИВК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИВК). ИВК – Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИВК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИВК в данном проекте не разрабатывается.

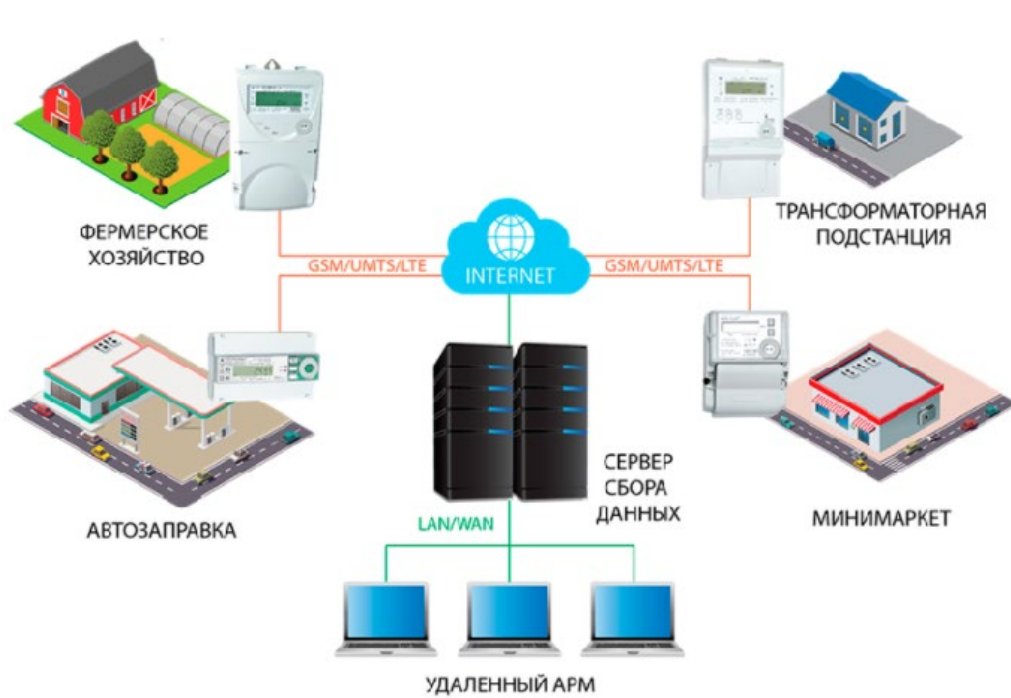
2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.04.ТД	Лист 15
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ в мелкомоторном секторе



Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №									Лист
											16
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД					

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ — в данном проекте не рассматривается;
- ИВК — в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД	Лист	
							17	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.04.ТД	Лист
										18
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

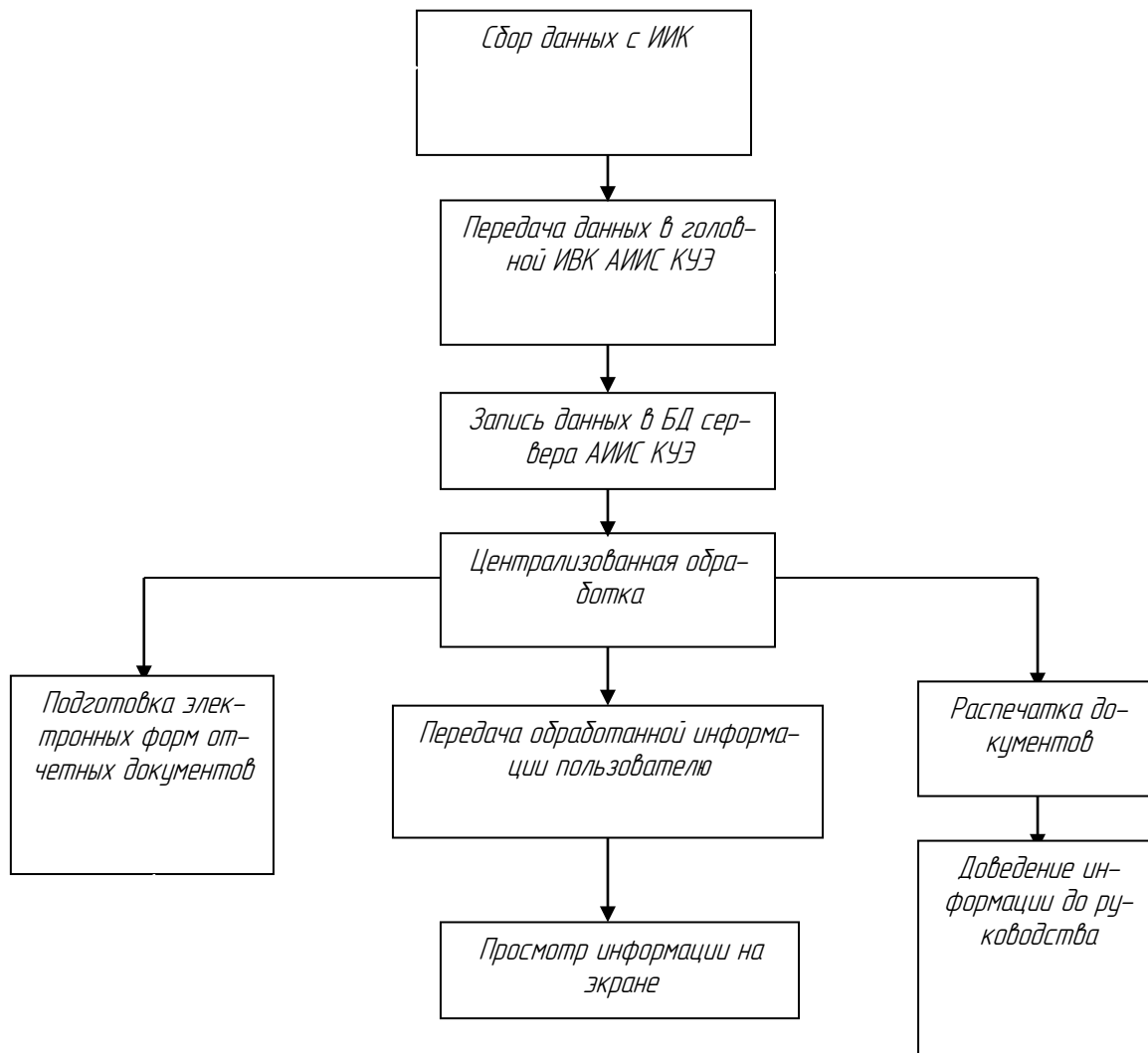


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашиной информации

Внемашина информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

Взам. инд. №	
Подп. и дата	
Инд. № подл.	

						ИЭТ.83.2020.03СК.04.ТД	Лист 20
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);
- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 21
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.04.ТД			

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствует ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1–Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках — до 144.

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА						Лист
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии						
Подп. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).						22
	Тарификатор:						
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках — до 144;						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД			23

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом проверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №							ИЗТ.83.2020.03СК.04.ТД	Лист
										24
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- *управления нагрузкой по расписанию.*

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммуникаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Взам. инв. №	<p>на к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммуникаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.</p>				
Подп. и дата	<p style="text-align: center;"><i>ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА</i></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th style="width: 50%; padding: 5px;">Наименование величины</th> <th style="width: 50%; padding: 5px;">Значение</th> </tr> <tr> <td style="padding: 5px;">Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии</td> <td style="padding: 5px;">0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005</td> </tr> </table>	Наименование величины	Значение	Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005
Наименование величины	Значение				
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005				

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с I _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.04.ТД	Лист
							26

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{ном}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \delta \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_6}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \delta \leq I < I \delta$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналообразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.04.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЗ на базе КТС «МИКРОН»

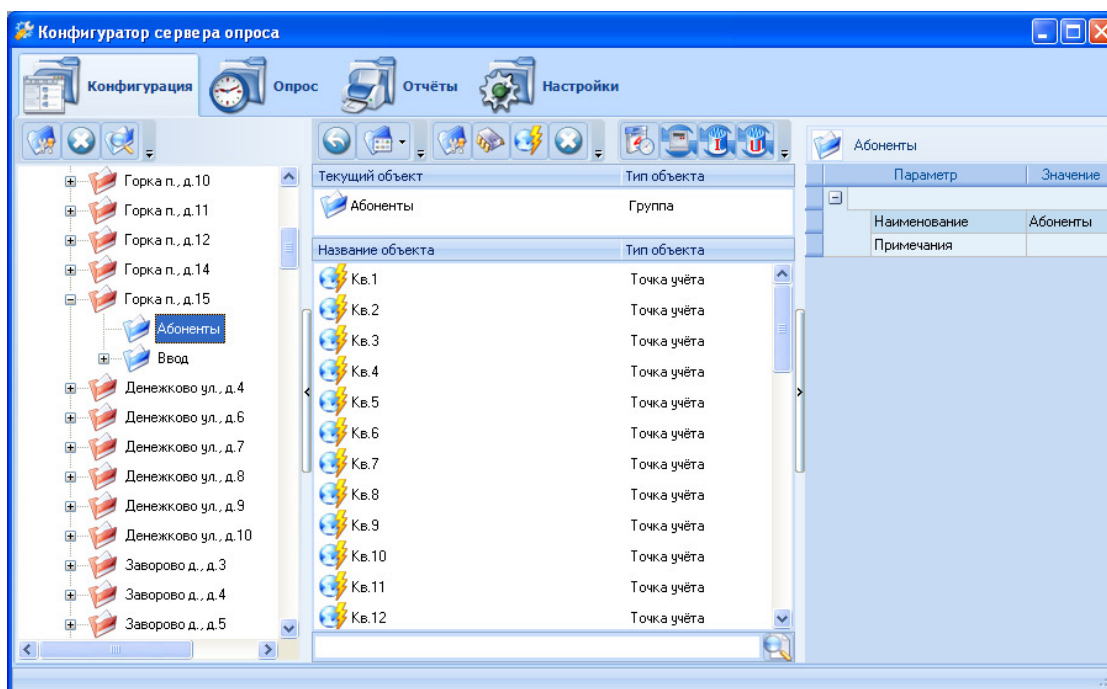
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.
-

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» представлено на сайте производителя и может быть использовано в свободном доступе.

Сервер Опроса

Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса, данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.387	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

к началу

Кв.202

Дата	Время	Сумма	Тариф	Т
01.01.2009	00:00:00	455.270	202.788	
22.01.2009	05:20:06	514.810	227.835	
28.01.2009	17:03:58	535.061	235.961	
01.02.2009	00:00:00	540.542	237.551	
02.02.2009	05:22:19	541.889	237.973	
19.02.2009	11:31:14	568.680	252.296	
26.02.2009	16:44:47	586.643	264.480	
01.03.2009	00:00:00	593.001	268.865	
18.03.2009	23:01:28	648.222	306.763	
19.03.2009	17:33:46	650.821	308.088	
01.04.2009	00:00:00	694.031	337.040	

к началу

Кв.202

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б,	Устьян А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
Кв.202									
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б,	Устьян А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	2	372	418	46

к началу

Коммунаров пер.7,А

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7,А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
Кв.202									
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7,А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	853	918	65

к началу

Коммунаров пер.7,

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7,	БАБКИН А В/НАГАЙЦЕВ В М	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605
Кв.202									
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7,	БАБКИН А В/НАГАЙЦЕВ В М	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

к началу

Кв.202

Взам. инд. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	--------	------	--------	-------	------

ИЗТ.83.2020.03СК.04.ТД

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД	Лист 34
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.

Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электроэнергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114–98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019–80, ГОСТ 12.2.007.0–75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2007.0-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводящие к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p align="center">7.6 Контроль точности результатов измерений</p> <p>Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.</p> <p>Задачами контроля точности являются проверки:</p> <ul style="list-style-type: none"> - наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ; - отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН; 					
		<div> <div>ИЗТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД</div> <div>Лист 35</div> </div>					
Инв. № подл.							
	Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

- *соблюдения условий применения СИ;*
- *соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;*
- *регламентированного алгоритма работы АИИС КЧЭ;*
- *правильности вычисления результатов измерений.*

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_r = (5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_r = (20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД		Лист
								36

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

<i>Элемент системы</i>	<i>Тип</i>	<i>Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений</i>
<i>Счетчик</i>	<i>ПСЧ-4 ТМ.05.МК</i>	<i>62838</i>

<i>Инд. № подл.</i>	<i>Подп. и дата</i>	<i>Взам. инд. №</i>							<i>ИЗТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД</i>	<i>Лист</i>
										<i>37</i>
			<i>Изм.</i>	<i>Колуч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

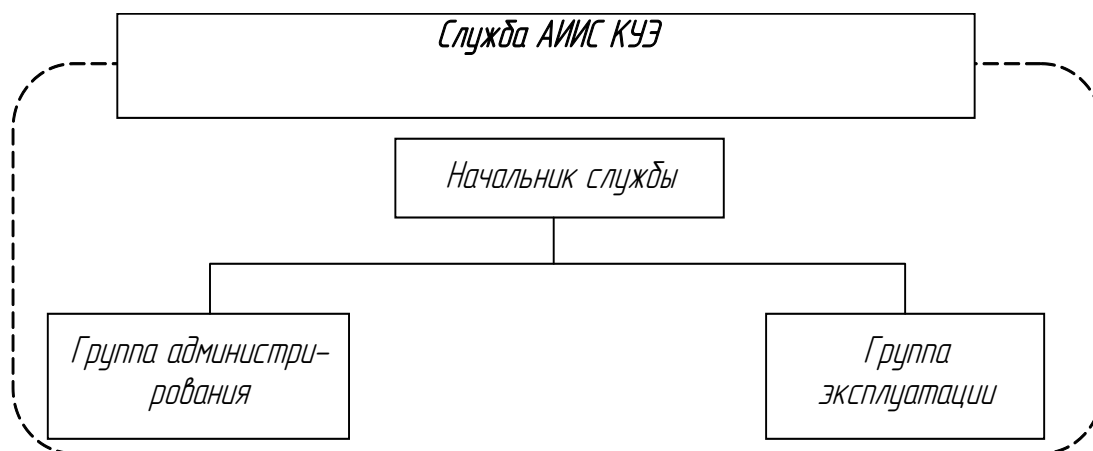


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>– внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.</p> <p>– обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;</p> <p>Основные функции группы эксплуатации:</p> <p>– контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;</p> <p>– проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;</p> <p>– проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.04.ТД		Лист
								38

– поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КЧЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КЧЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КЧЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КЧЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КЧЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 39
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.04.ТД			

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 4 шт.

Согласно ГОСТ 27.002-89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надежности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №						
							ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД	Лист
								40
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствие с ГОСТ 27.003–90.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	4

9.3 Выбор номенклатуры показателей надежности

Выбор номенклатуры показателей надежности произведен согласно ГОСТ 27.003–90 для измерительных счетчиков электроэнергии и шкафа УСПД.

Счетчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надежности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Шкаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надежности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надежности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надежности:

а) для счетчиков электроэнергии:

средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;

среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.

б) для системы шкафов УСПД:

средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;

время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надежности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надежности АИИС КУЭ будем использовать данные по надежности элементов ИИК, а именно счетчиков электрической энергии.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.04.ТД	Лист 41
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

9.6 Расчет показателей надежности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надежности.

Расчет показателей надежности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИИК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	4	165000	Описание типа

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИИК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИИК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	4	165000	0,0000242
Итого для ИИК					0,0000242

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД		Лист
									42
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0.0000242$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 41322.4$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 41322 / (12 + 41322) = 0.99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$Kr=4\,1322/(2+4\,1322)=0,99.$																	
			<i>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</i>																	
			<p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.</p>																	
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.лч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<i>ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД</i>		Лист
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата															
								43												

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

– счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжести последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;
- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД	Лист
							44

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надёжности необходимо предусмотреть комплект ЗИП. Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t,$$

где Q — количество запасных элементов;

N — количество элементов на подстанции;

t — % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p><i>N – количество элементов на подстанции;</i></p> <p><i>t – % (на основании договора).</i></p> <p><i>Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».</i></p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.ТД		Лист
								45

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6 кВ “Электромашина”

ТОМ 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.04. РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.СБ	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.С 7	План расположения оборудования и проводок	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.С 5	Схема подключения	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.С 4	Таблица соединений и подключений	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

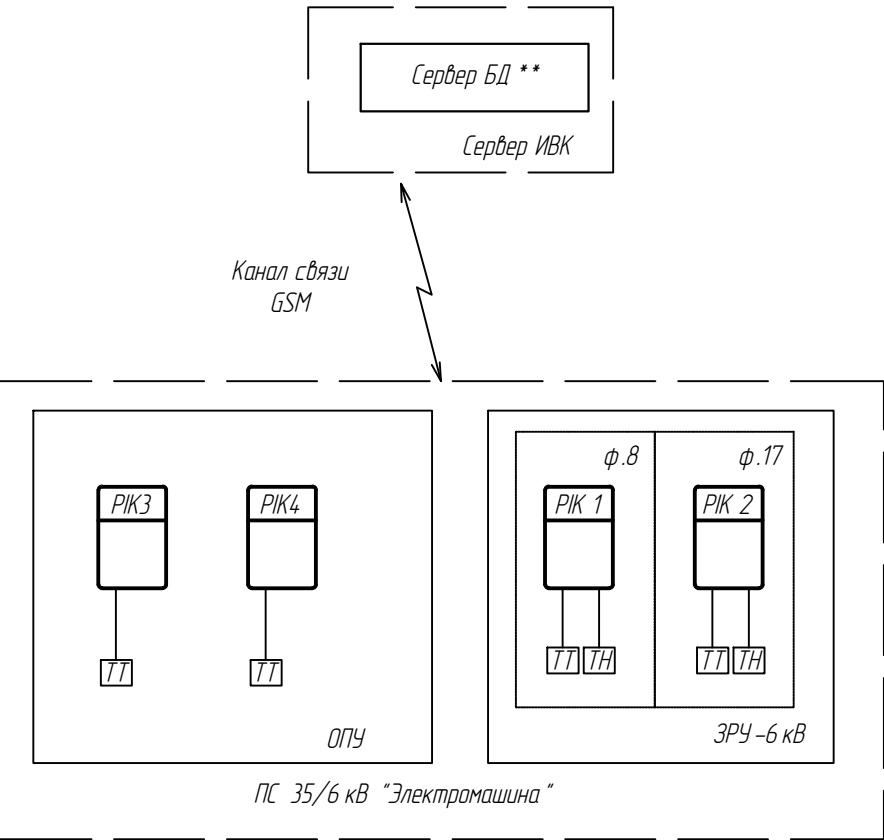
Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.ТП

ПС 35/6кВ "Электромашина"

Стадия	Лист	Листов
Р		1
ООО "Инэнерготех"		

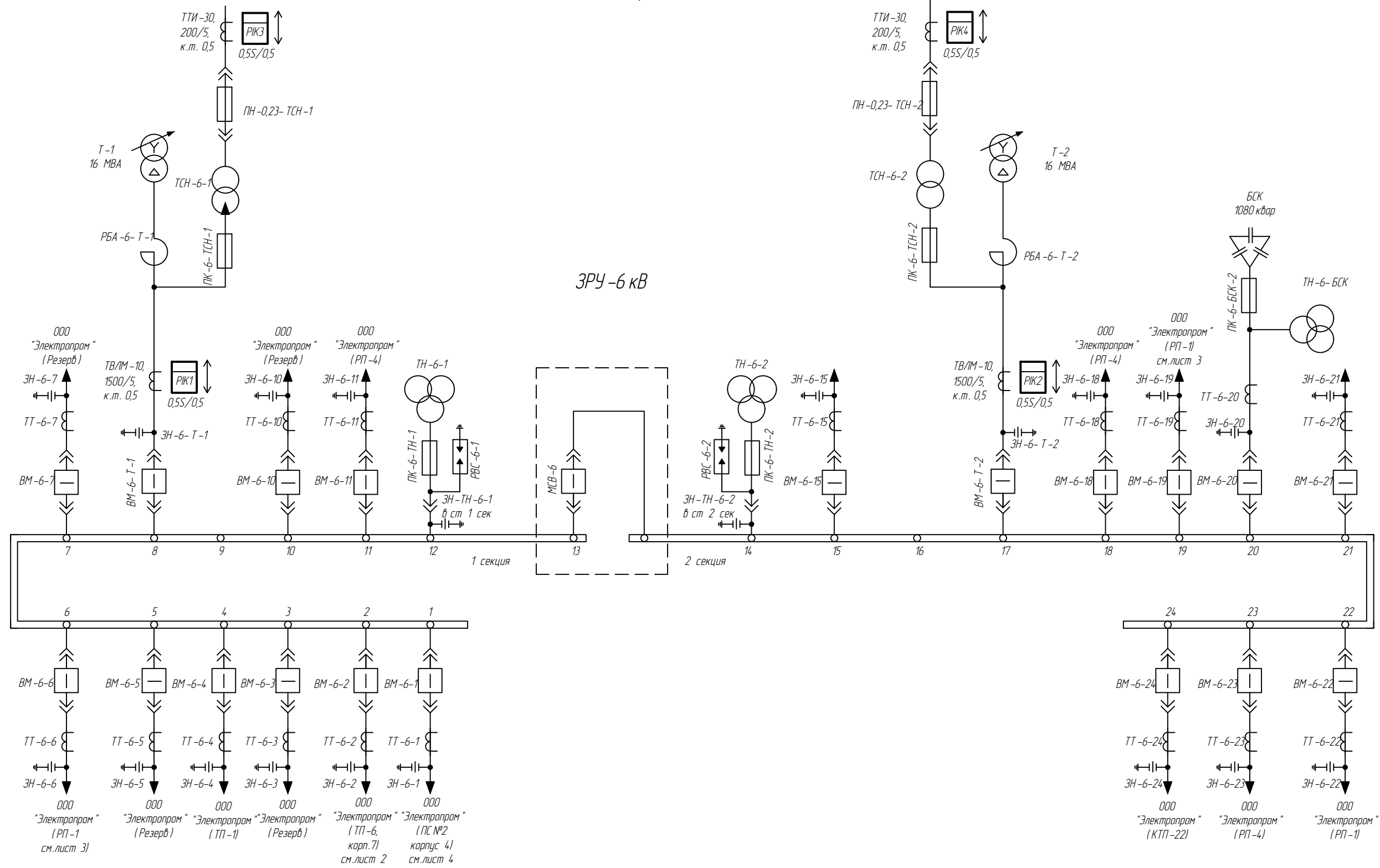


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК 1, РІК2	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	2	с коммуникатором GSM
2	РІК 3, РІК 4	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	с коммуникатором GSM

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. ** – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.С 1				
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Электромашина"	Стадия	Лист	Листов	
Разраб.		Логашева			2020		Р		1	
Провер.		Козлов			2020					
						Схема структурная	ООО "Инэнерготех"			
Утв.		Савченко			2020					

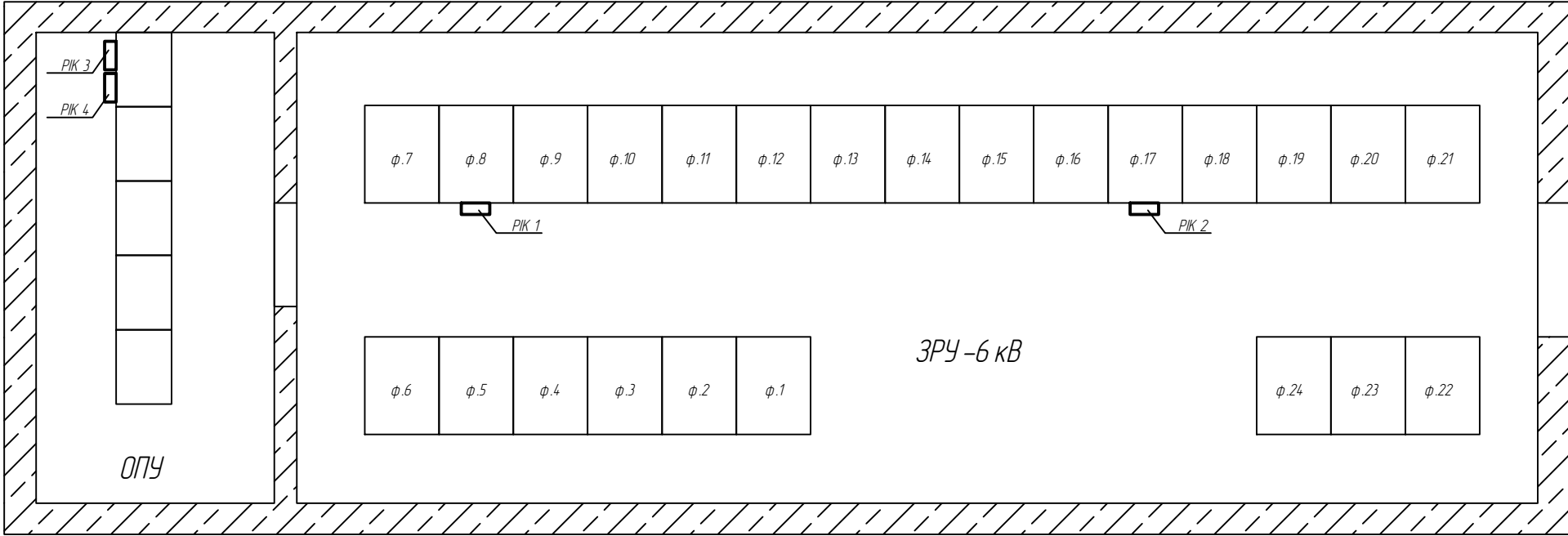
ПС 35/6 кВ "Электромашина"



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.СБ			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Электромашина"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р		1
Провер.	Козлов				2020				
Утв.	Савченко				2020	Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		

ПС 35/6 кВ "Электромашина"
ЗРУ -6 кВ, ОПУ
(расположение ячеек)

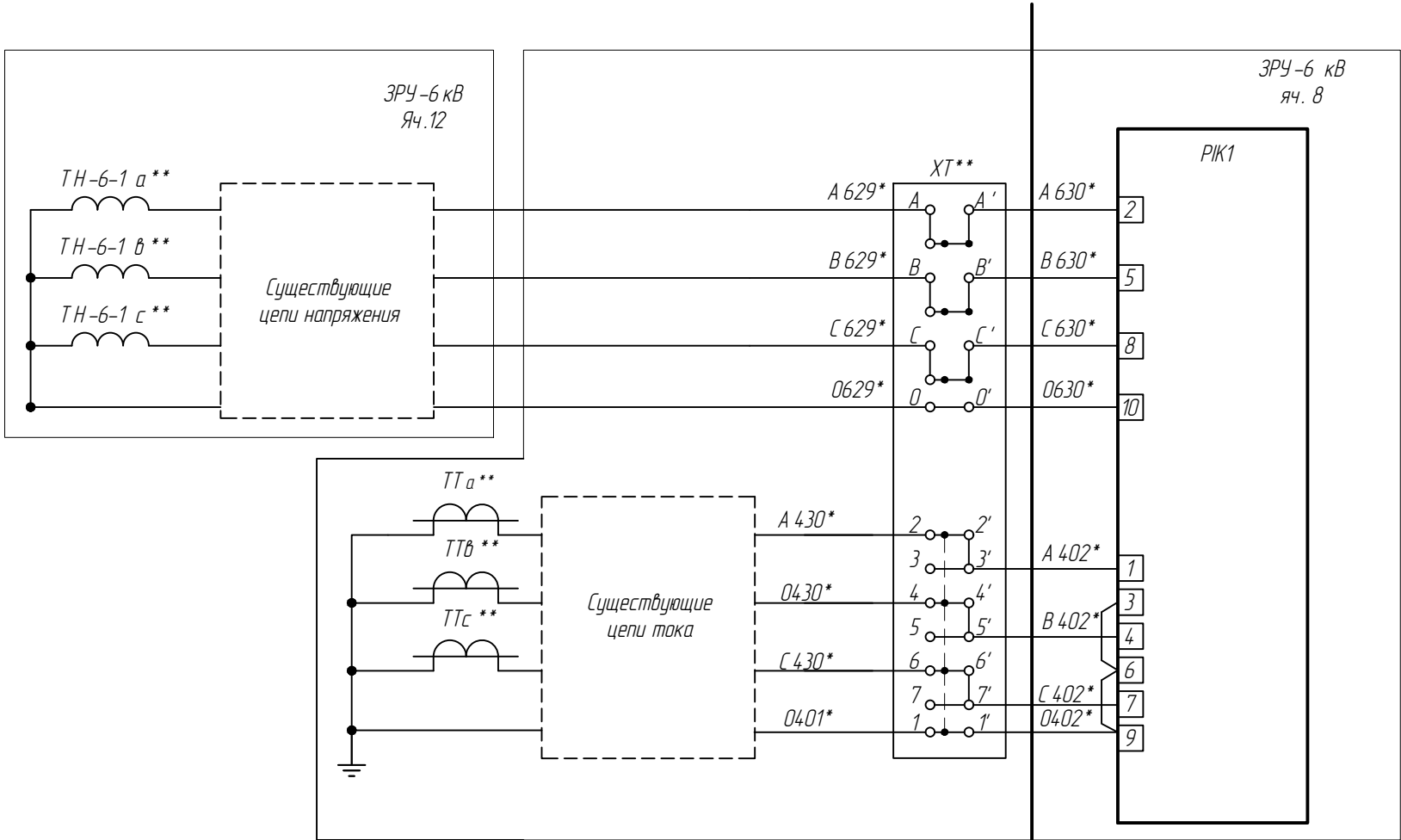


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.С 7			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Электромашина"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Лозашева				2020		Р		1
Провер.	Козлов				2020	План расположения оборудования и проводок	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

Присоединение ф. N

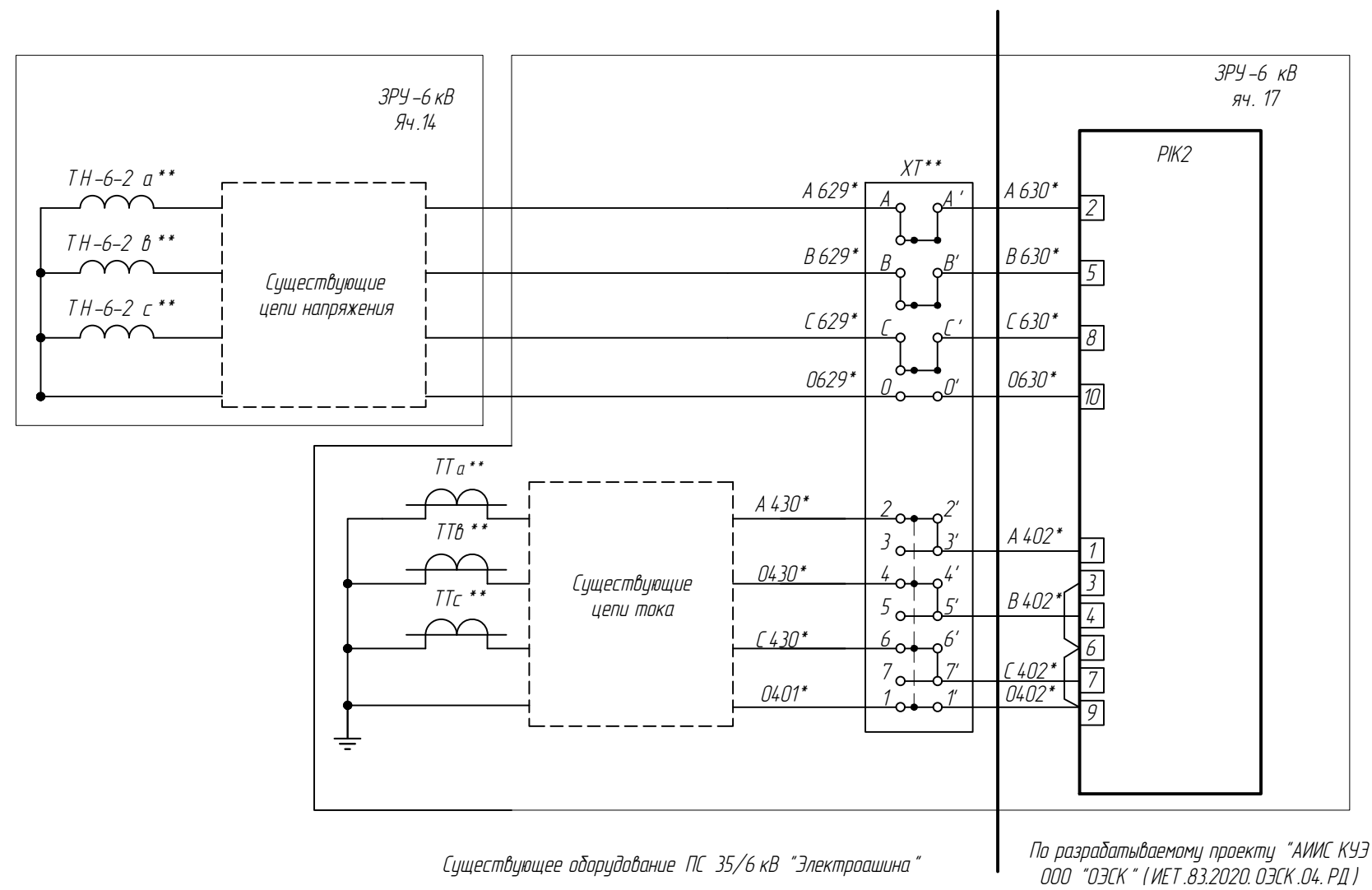


Существующее оборудование ПС 35/6 кВ "Электрошина"

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

						ИЕТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.С 5			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Электромашина"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	7
Провер.	Козлов				2020	Схема подключения	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

Присоединение ф. N

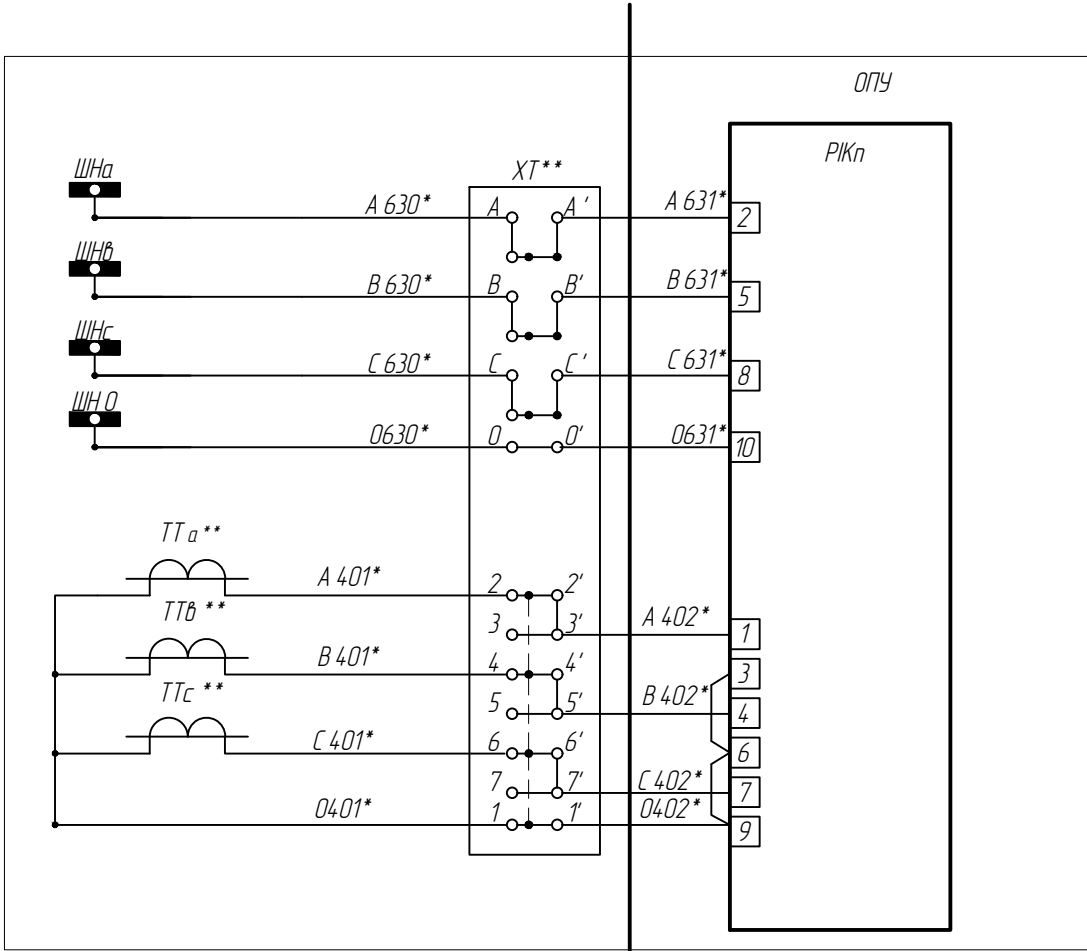


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЕТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.С5	Лист
							2

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ "Электрошина"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.04.РД)

Таблица применения

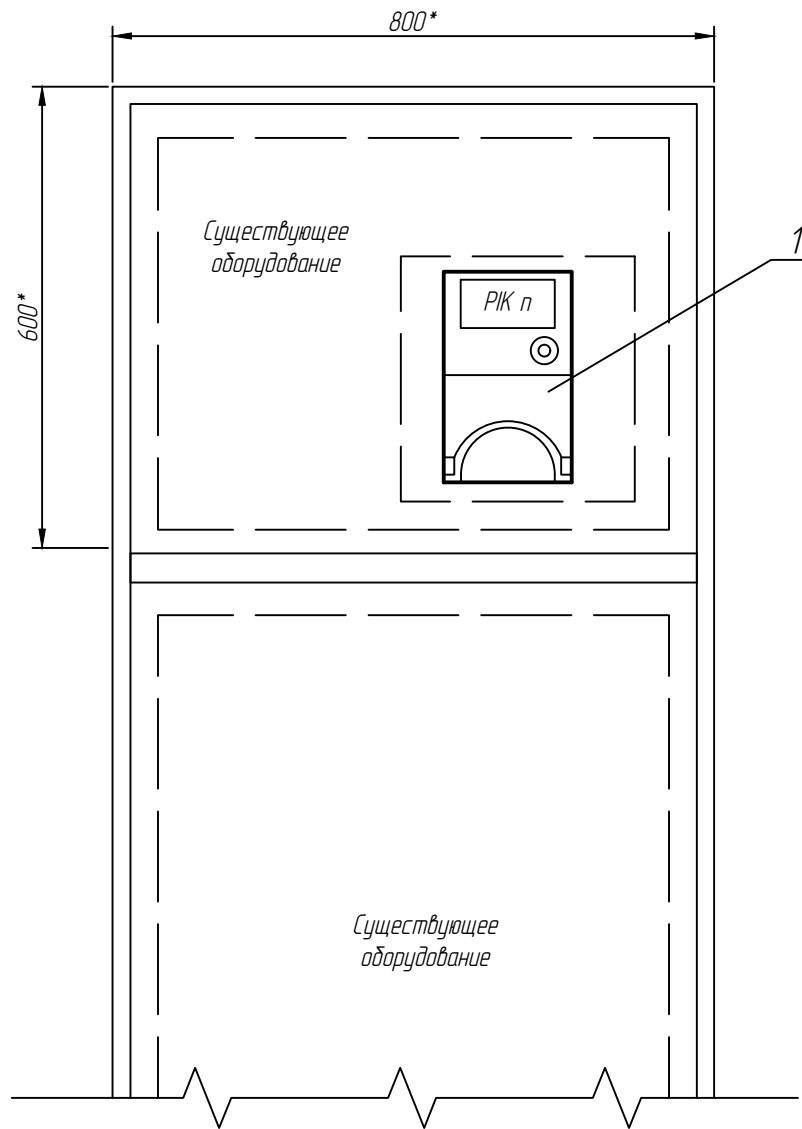
Наименование присоединения, ф.N	РКП п
ТСН-1	3
ТСН-2	4

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЕТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.С5	Лист
							3

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –6 кВ, ф. N



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РИК п	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 х 16	3	

Таблица применения

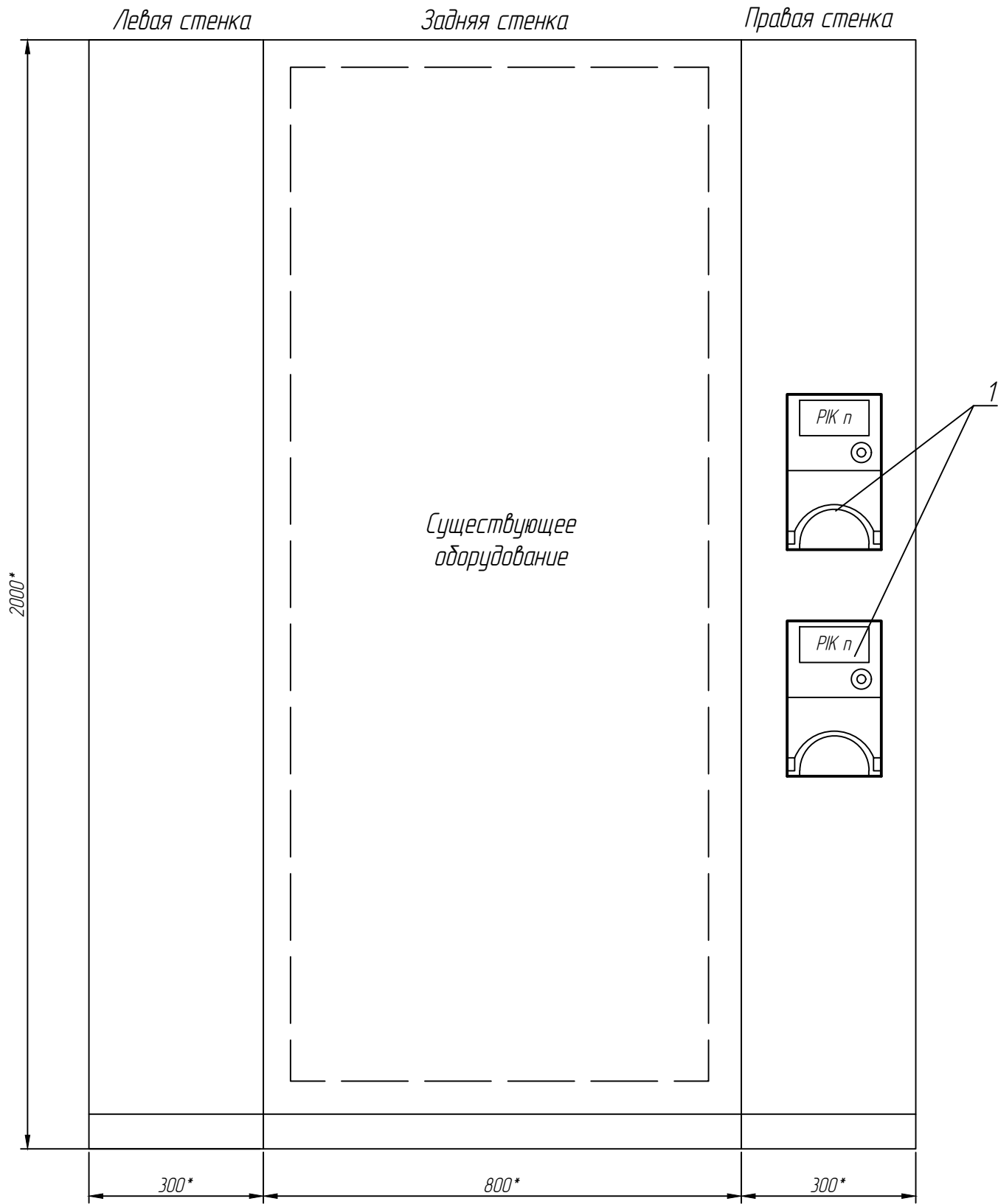
Наименование присоединения, ф. N	РИК п
ф.8	1
ф.17	2

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.СА			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Электромашина"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	9
Провер.		Козлов			2020				
						Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Чертеж установки счетчиков
электрической энергии
ОПУ
Общий вид панели (развернуто)



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РСК3, РСК4	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	6	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.РД.СА	Лист
							2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		Формат А3

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 110/6 кВ "Товарищ"

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.ТРП

2020

Согласовано		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.03.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.03.ТД	Техническая документация	46		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.03.РД	Рабочая документация	17		

Технические решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правил взрывобезопасности, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Главный инженер проекта

А.В.Савченко

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.03.ВД			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 110/6кВ «Товарищ» Ведомость технорабочего проекта	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Козлов					ТП		1
							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 110/6 кВ “Товарищ”

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №				

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.03.ТД			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 110/6 кВ "Товарищ" Ведомость ТД	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Козлов					ТП	2	46
							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 110/6 кВ "Товарищ".

Технорабочий проект выполнен на основании:

- *Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;*
- *Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЗСК».*

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 110/6кВ "Товарищ" находится в Кемеровском районе, в 30 км. севернее г. Берёзовский и имеет распределительные устройства 110 и 6кВ.

Подстанция, является источником электроснабжения потребителей ООО СП «Барзасское товарищество» и относится к Кизилаской энергосистеме.

ОРУ-110кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным переключателем.

3РЧ-6кВ кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным выключателем.

В цепях присоединений 6кВ установлены трансформаторы тока типа ТОЛ-10 класса точности 0,5 и трансформаторы напряжения типа НАМИТ-10 класса точности 0,5.

В цепях собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 0,4кВ установлены трансформаторы тока типа Т-0,66 класса точности 0,5.

На ПС 110/6кВ "Товарищ" имеется действующая система АИИС КУЭ.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 110кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КЧЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЗ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;

Взам. инв. №	<p>Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 110кВ электро- энергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды под- станции.</p> <p>Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспе- чение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.</p> <p>Основные цели АИИС КУЭ:</p> <ul style="list-style-type: none">- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнер- гию) с вышестоящими уровнями;							
	Подл. и дата							
Инв. № подл.								
							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.03.ТД	Лист
								3
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

– обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;
- выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;
- оценки, локализация, поиск потерь электроэнергии;
- формирования всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

Основные функции АИИС КУЭ:

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСПД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/GPRS, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСПД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения баланс отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

1.4 Описание процесса деятельности

Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 110/6кВ "Товарищ" представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.

Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	14 <i>Описание процесса деятельности</i>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
			<p><i>Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 110/6кВ "Товарищ"</i></p> <p><i>представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.</i></p> <p><i>Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности</i></p>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								

установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи GSD и GPRS.

1.5 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

1.6 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.</p> <p>ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.</p> <p>ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Normokontrol.</p> <p>ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.</p> <p>ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.</p> <p>ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.</p> <p>ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.</p>						
							ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД		Лист
									5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

ГОСТ 20.39.108–85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101–97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110–95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21.404–85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21.406–88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302–80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303–80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304–82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002–89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001–83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003–90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603–92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14254–96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958–76 Система «человек–машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861–83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035–83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206–94 Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207–94 Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563–96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596–2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377–92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.

ГОСТ Р 50739–95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	вия.					
			ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).					
			ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.					
			ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.					
			ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.					
			ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.					
						ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД		Лист
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			6

ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСРП 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1.019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

1.7 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер по обслуживанию оборудования	1
Техник-электромеханик	2

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>казами по предприятию.</p> <p>Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.</p> <p>Таблица 3.1 –Перечень категорий работников и число штатных единиц</p>						
		Должность			Количество специалистов			
		Системный администратор			1			
		Инженер по обслуживанию оборудования			1			
Техник-электромеханик			2					
Инв. № подл.								
Изм.		Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.ТД	Лист
								7

Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС КУЭ.

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>стбенному выполнению ремонта;</p> <p>— обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;</p> <p>— регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;</p> <p>— осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электро-энергии;</p> <p>— осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;</p> <p>— выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архи-ве.</p>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.03.ТД			Лист
									8

- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

19 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>учета, остающимся в работе.</p> <p>При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.</p> <p>Ремонтный режим работы</p> <p>В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.</p>						
Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД	Лист
								9
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:
технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;

компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;

на компьютерах установлено программное обеспечение.

Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.

1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КУЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5S – для счетчиков трансформаторного включения.

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	111 Решения по установке и монтажу оборудования					
			<p>Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.</p> <p>Установка счетчиков электроэнергии.</p> <p>Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.03.ТД		Лист
								10

ИЭТ.83.2020.03СК.03.ТД

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные кородки.

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием кородки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать кородку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.ОЭСК.03.ТД		Лист
								11
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС Товарищ Ввод-1 6кВ яч. №3	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, яч. 3	ТОЛ-10	1000/5	НАМИТ-10	6000/100
2	ПС Товарищ Ввод-2 6кВ яч. №12	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, яч.12	ТОЛ-10	1000/5	НАМИТ-10	6000/100
3	ПС Товарищ щит 0,4 кВ, ТСН 1	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ, пан.2	Т-0,66	200/5		
4	ПС Товарищ щит 0,4 кВ, ТСН 2	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ, пан.2	Т-0,66	200/5		

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД	Лист
							12

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЗ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК одбеспечуваат:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – Совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Взам. инв. №	<p>ИВК,</p> <ul style="list-style-type: none">- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM. <p>Второй уровень ИВКЭ</p> <p>Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – Совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.</p>					Лист	
	Подл. и дата						
Инв. № подл.						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.03.ТД	13
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИБК). ИБК – Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИБК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

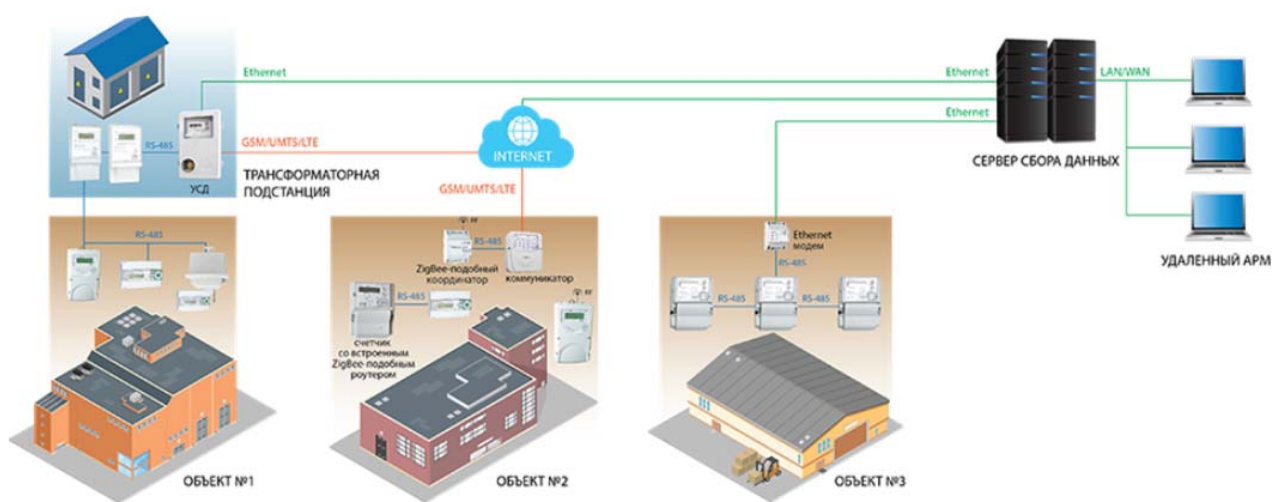
- *Считывание с электросчетчиков:*
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - полчасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- *Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.*
- *Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).*
- *Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.*
- *Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).*
- *Считывание журнала событий УСД.*
- *Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.*

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).Считывание журнала событий УСД.Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.							
									ИЭТ.83.2020.03СК.03.ТД	Лист
										14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.03.ТД		Лист
								15

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД	Лист
											16
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		<div>4.2 Организация информационного обеспечения</div> <div>Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.</div> <div>Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.</div>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.03.ТД					Лист
											17

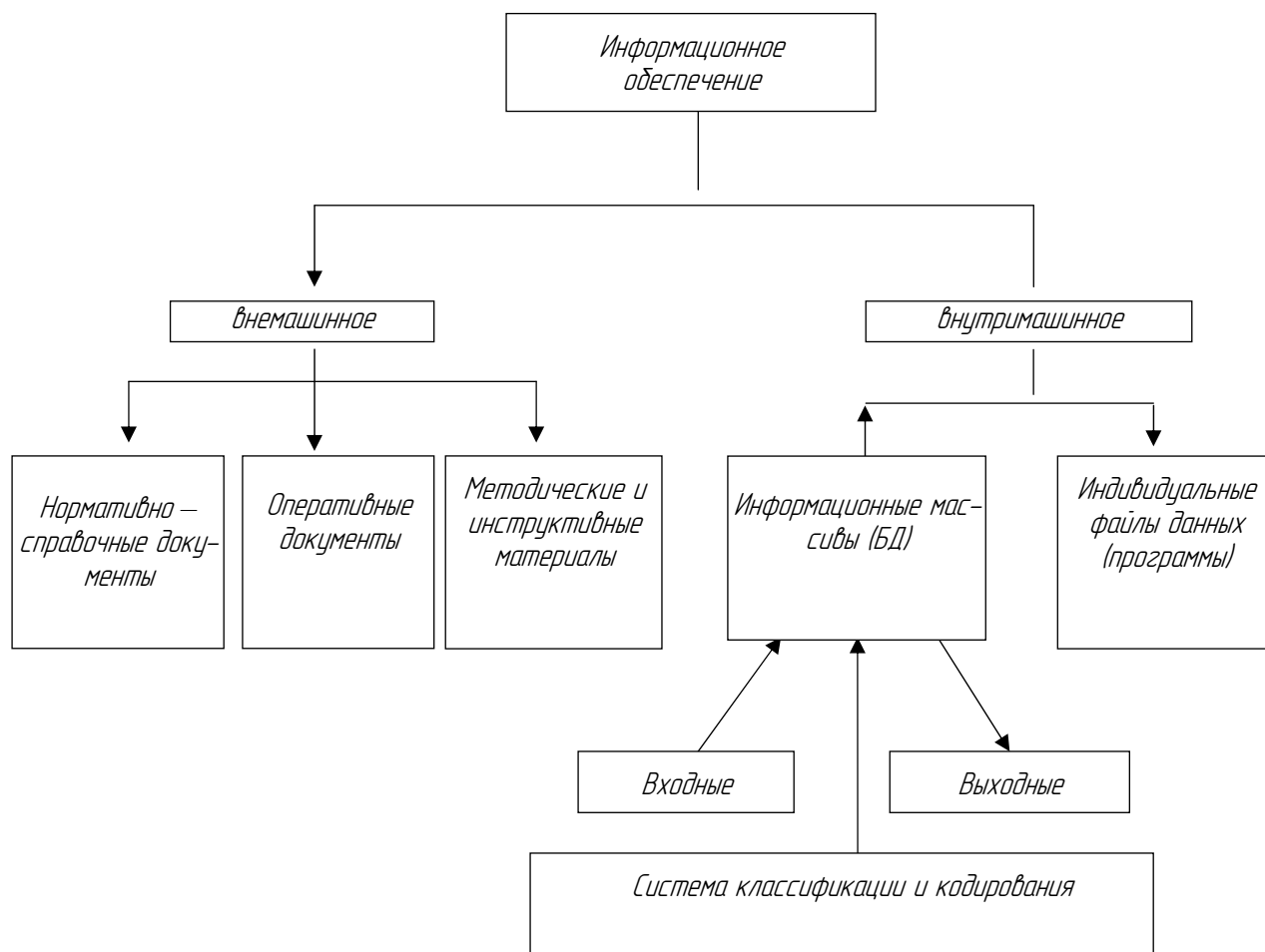


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД	Лист 18
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

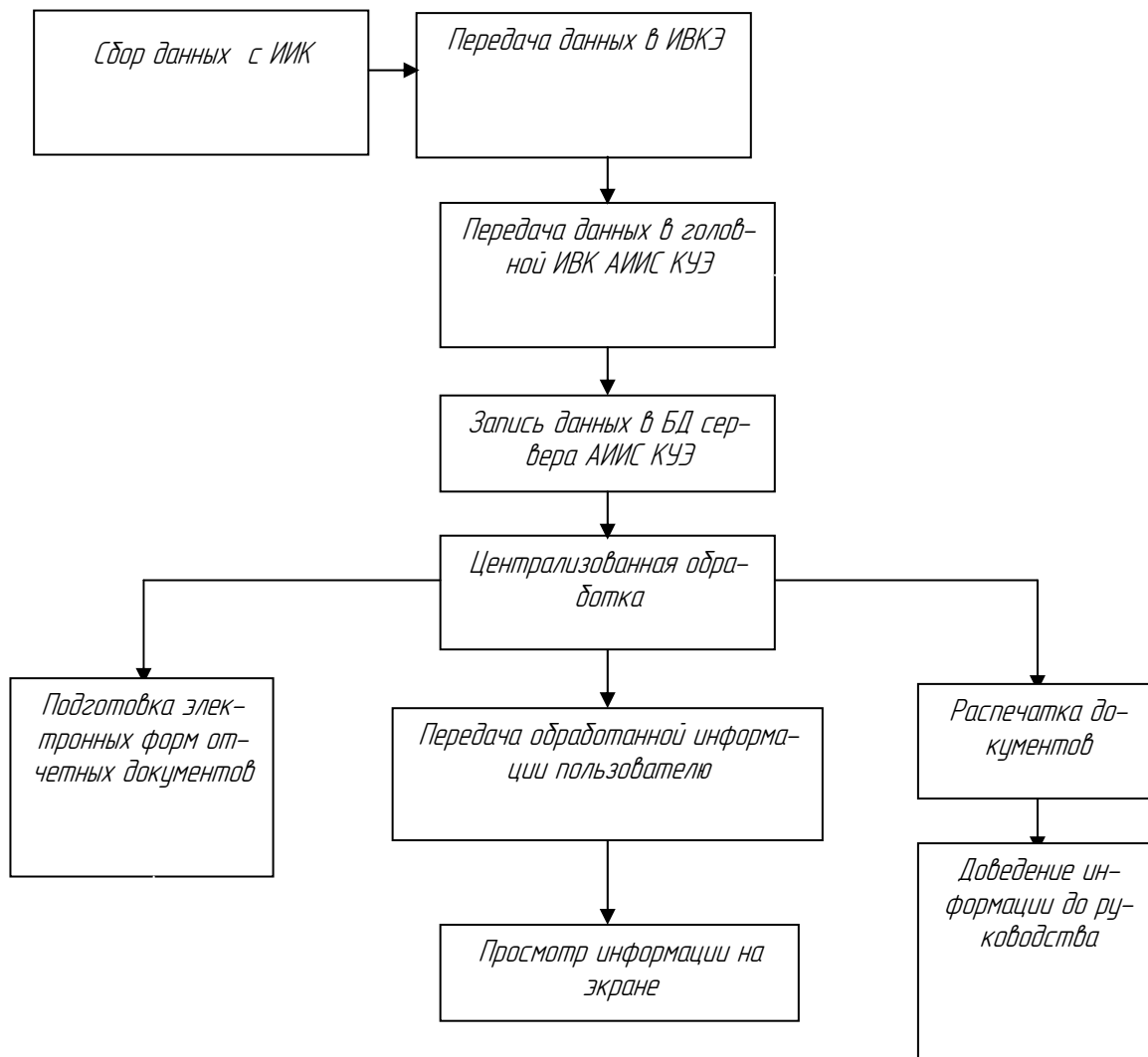


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашиной информации

Внемашина информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.03.ТД	Лист
							19

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД	Лист	
							20	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствует ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках \square до 144;

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА						Лист
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии						
Подл. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).						21
	Тарификатор:						
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.03.ТД
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подл.	Дата		

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.03.ТД			22

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									23	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.03.ТД			24

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с I _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД	Лист
							25

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \delta \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_0}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \delta \leq I < I \delta$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД		Лист
											28
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.</p> <p>В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.</p> <p>5.6 Защита от несанкционированного доступа</p> <p>Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.</p> <p>Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.</p>						
			<p>ИЭТ.83.2020.03СК.03.ТД</p>						Лист
									29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

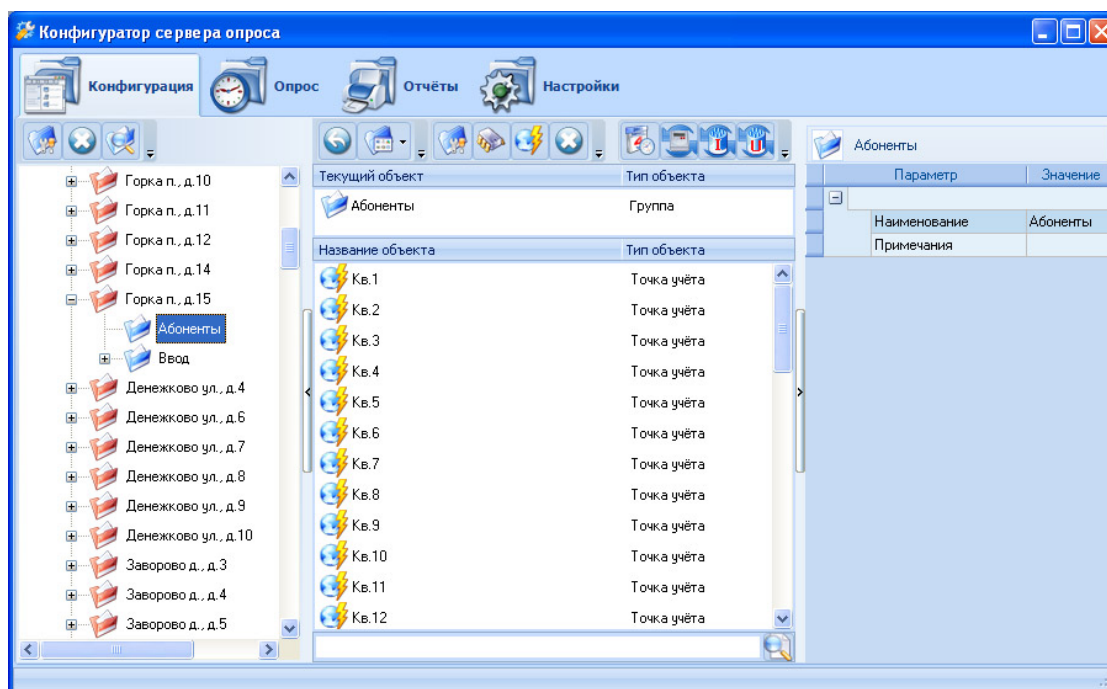
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

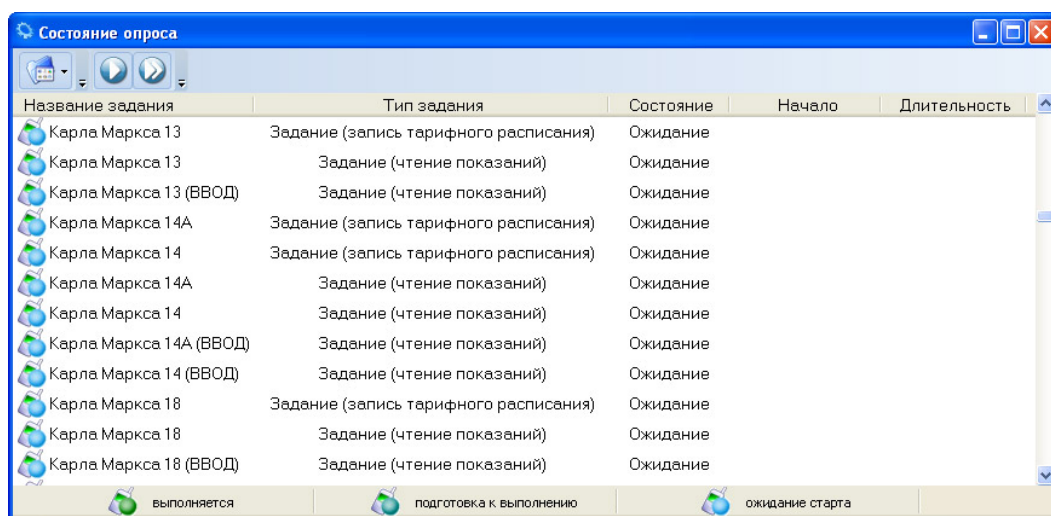
Сервер Опроса

Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса, данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



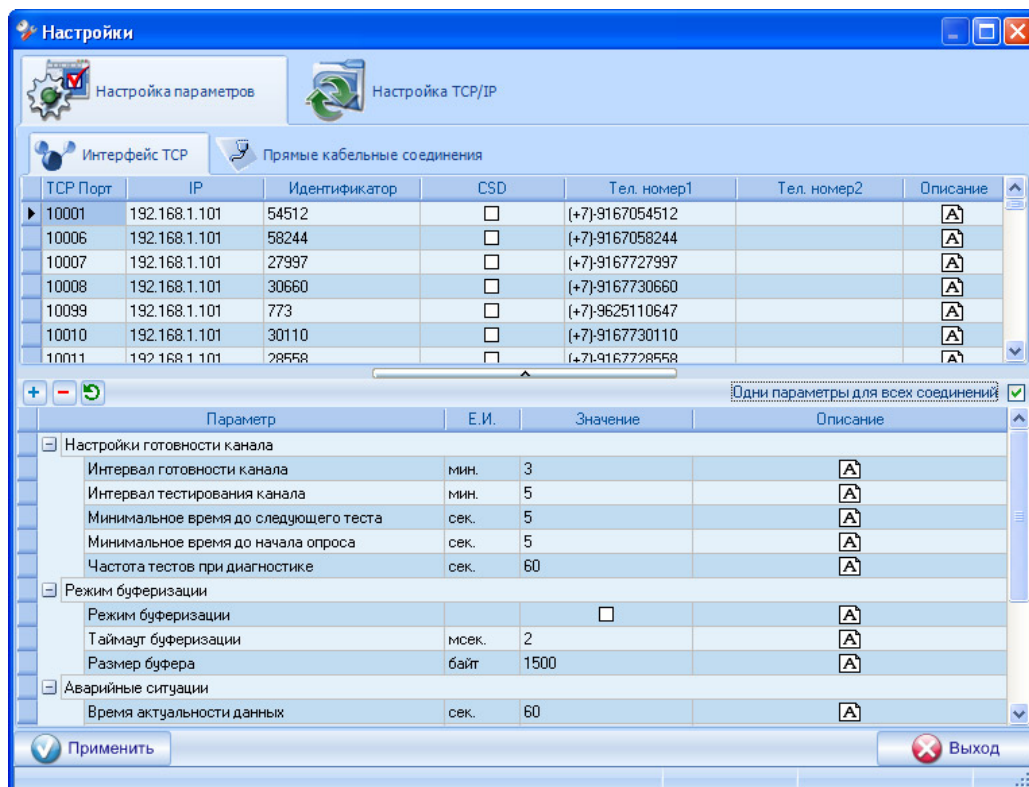
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



Взам. инв. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.03.ТД

Лист

32

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф	Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.307	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	2	372	418	46

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	653	910	65

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД

Лист

33

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД	Лист 34
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электро-энергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).</p> <p>Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.</p> <p>7.6 Контроль точности результатов измерений</p> <p>Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.</p> <p>Задачами контроля точности являются проверки:</p>							
									ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		35

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f(5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f(20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.03.ТД	Лист	
							36	

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

Элемент системы	Тип	Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	62838

Изд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №						
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.03.ТД		Лист
								37

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

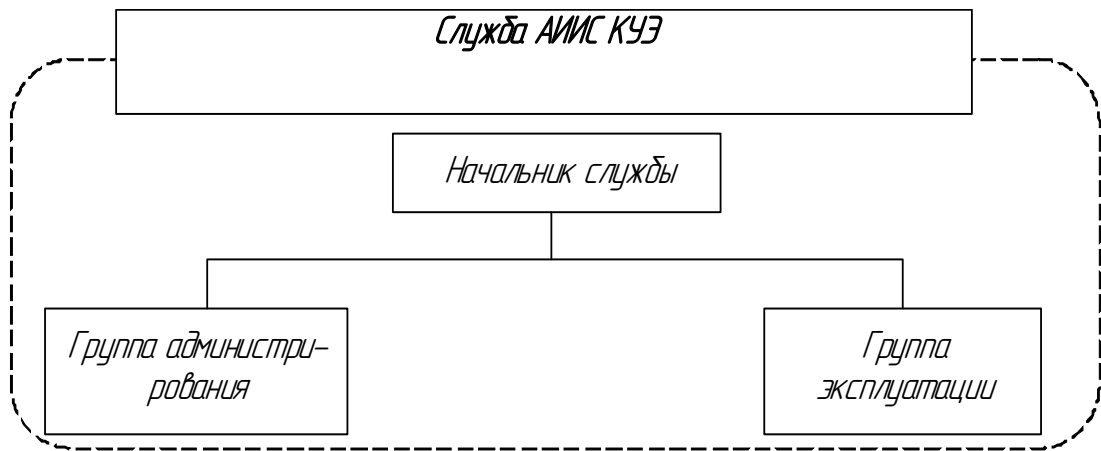


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

Взам. инв. №		<div>— внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.</div> <div>— обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;</div>						
		<div>Основные функции группы эксплуатации:</div> <div>— контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;</div> <div>— проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;</div> <div>— проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;</div>						
Подп. и дата								
Инв. № подл.							ИЭТ.83.2020.03СК.03.ТД	Лист
								38
	Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КУЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КУЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КУЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КУЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КУЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД	Лист
										39
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 4 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

Согласно ГОСТ 27.002–89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надёжности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии;
- УСПД.

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003–90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	4

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003–90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

Измерительные ТТ и ТН относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									40
			ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД						
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Щаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надёжности:

- а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:
средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;
средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.
- б) для счётчиков электроэнергии:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;
среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.
- в) для системы шкафов УСПД:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;
время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надёжности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надёжности.

Расчет показателей надёжности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счётчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надёжности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надёжности приведены в таблице.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЗ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.03.ТД		Лист
								41

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИИК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	4	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИИК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИИК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	4	165000	0,0000242
Итого для ИИК					0,0000242

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИБКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИБКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД</p>						Лист
									42
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0000304924$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 32795 \text{ ч.}$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 32795 / (2 + 32795) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$						
			$K_r=32795/(2+32795)=0,99.$						
			<p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-</p>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.03.ТД			Лист
									43

ходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КЧЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжелых последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									44
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.03.ТД

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;
 - доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;</p> <ul style="list-style-type: none">- проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет от-казов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;- анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;- доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами. <p>д) еженедельное обслуживание включает в себя:</p> <ul style="list-style-type: none">- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;							
									ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		45

- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;

- резервирование коммерческой информации на внешние носители.

в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:

- поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;

г) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;

- для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.

д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;

- полное тестирование и выявление неисправных устройств;

- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП.

Расчет и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t ,$$

где Q — количество запасных элементов;

N — количество элементов на подстанции;

t — % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:</p> $Q = N * t ,$ <p>где Q – количество запасных элементов;</p> <p>N – количество элементов на подстанции;</p> <p>t – % (на основании договора).</p> <p>Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».</p>					
						ИЗТ.83.2020.ОЭСК.03.ТД		Лист
								46
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии ”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 110/6 кВ “Товарищ”

ТОМ 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.03. РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.РД.СБ.01	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.РД.СБ.02	Схема электрическая принципиальная распределительной сети	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.РД.С 7	План расположения оборудования и проводок	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.РД.С 5.01	Схема подключения вторичных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.РД.С 5.02	Схема подключения информационных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

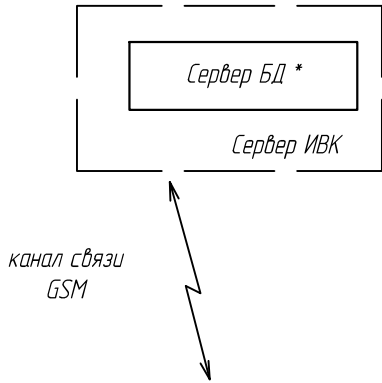
Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем.
Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.РД.ТП

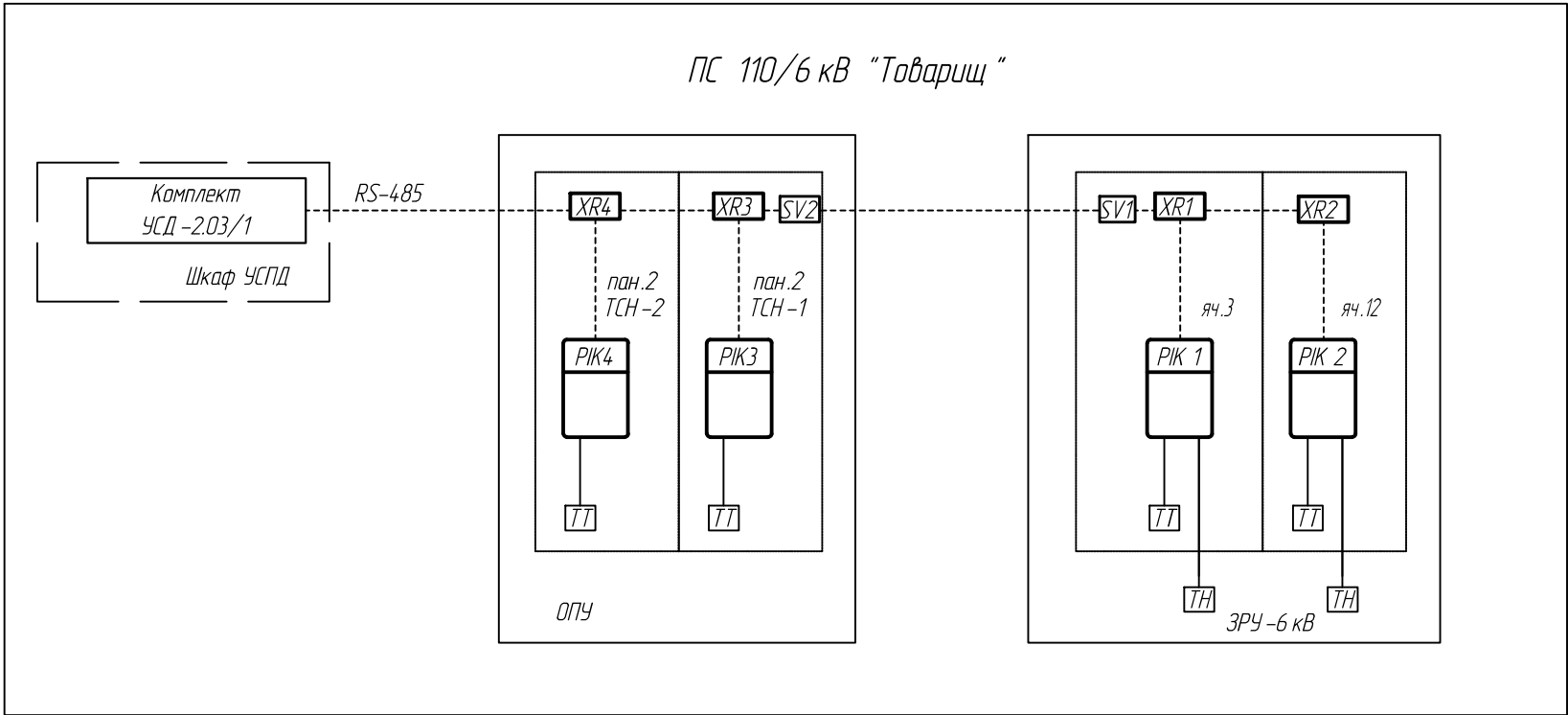
ПС 110/6кВ "Товарищ"

Стадия	Лист	Листов
Р		1
ООО "Инэнерготех"		

Согласовано				
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №		



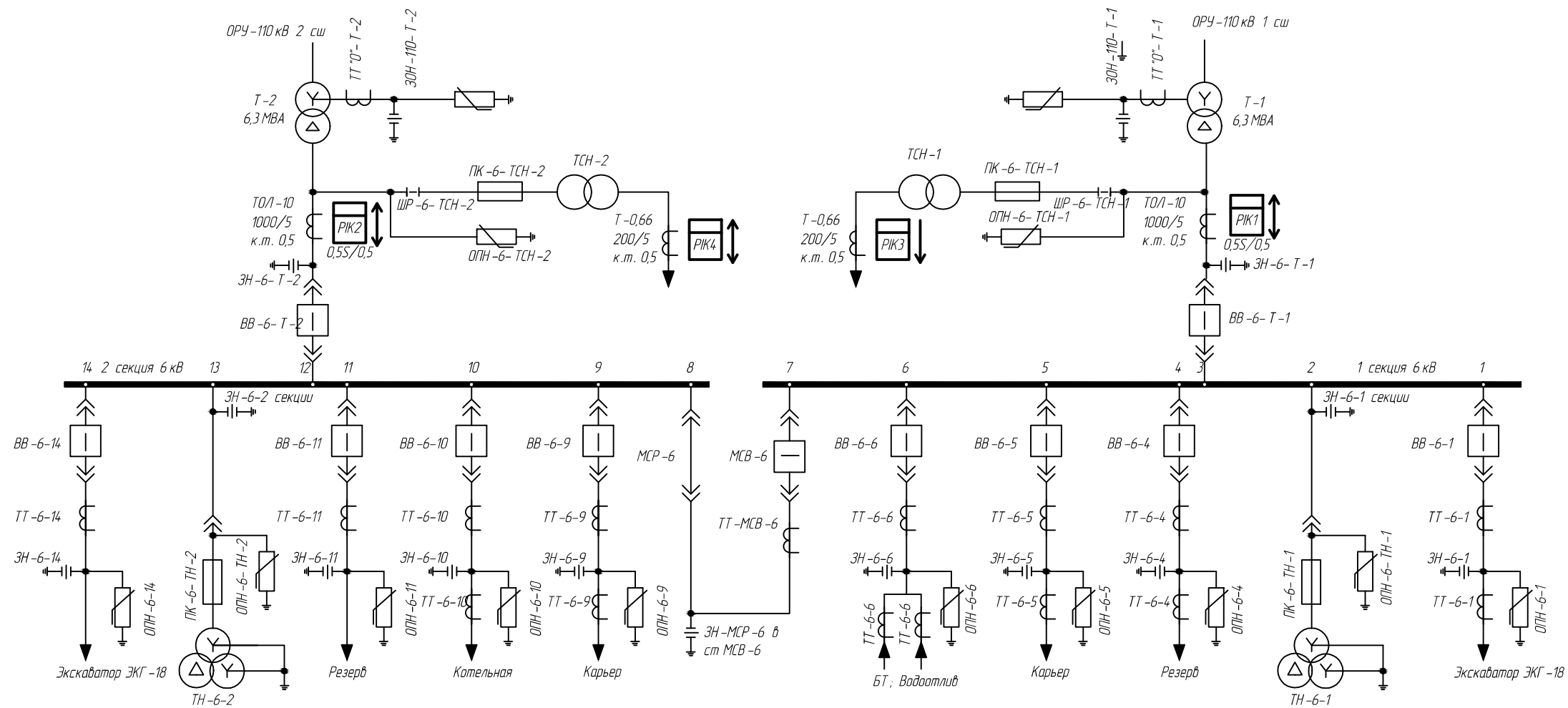
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РПК1- РПК2	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	2	
2	РПК3- РПК4	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.05	2	
3	XR1-XR4	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР –3	4	
4	SV1, SV2	ГЗКС –1/д – модуль грозозащиты RS-485	2	



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
3. * – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

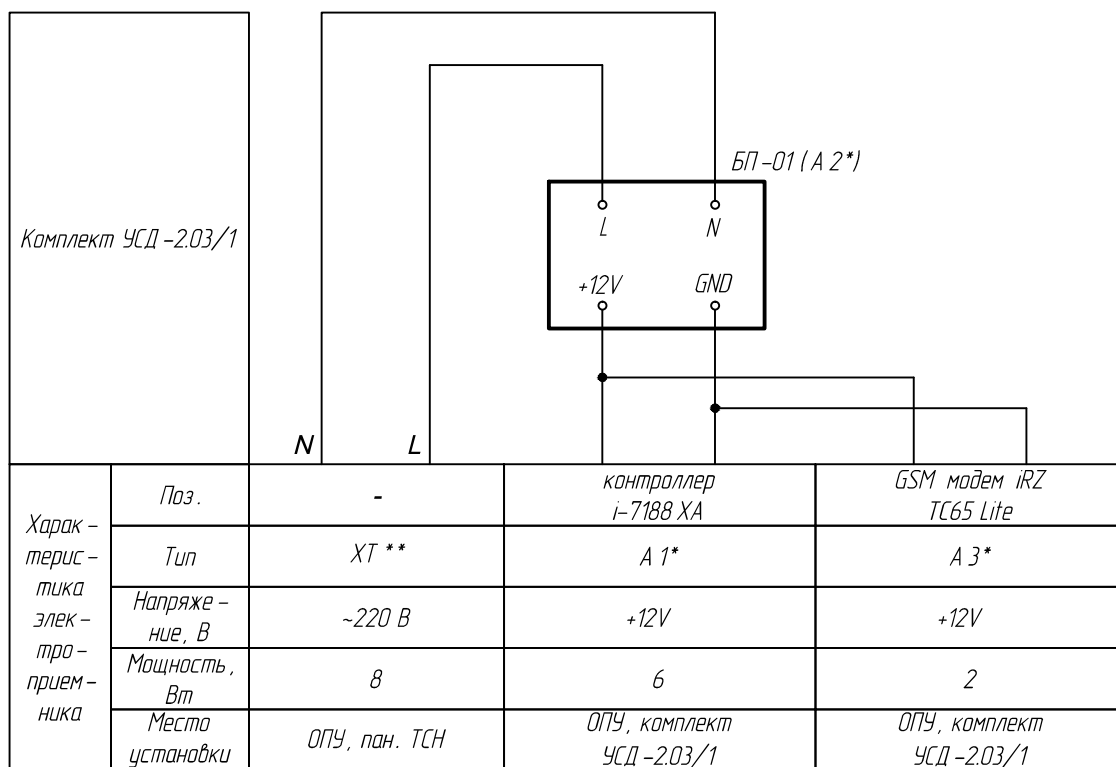
						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.03. РД.С 1			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК "			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ "Товарищ"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р		1
Провер.	Козлов				2020				
						Схема структурная	ООО "Инэнерготех "		
Утв.	Савченко				2020				

ПС 110/6 кВ "Товарищ"



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.РД.СБ.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ "Товарищ"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р		1
Провер.	Козлов				2020	Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

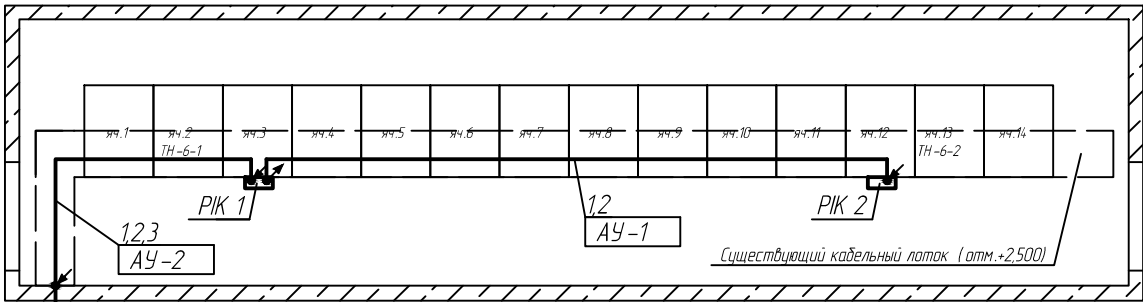


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.
3. ** - существующее оборудование. Место подключения питания УСД-2.03/1 определить при монтаже.

Инв. № подл.	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.03.РД.СБ.02		
							АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
Инв. № подл.	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ "Товарищ"		
							Схема электрическая принципиальная распределительной сети		
Инв. № подл.	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
							Р		1
Инв. № подл.	Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ООО "Инэнерготех"		
							Формат А4		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	20	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	4	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	40	

ПС 110/6 кВ "Товарищ"
ЗРУ-6 кВ
(расположение ячеек)



к ОПУ по существующим кабельным конструкциям

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Прокладку кабелей выполнить по существующим кабельным конструкциям, исходя из удобства монтажа.
- Прокладка кабеля АУ-2 условно не показана. Монтаж произвести по существующим кабельным конструкциям.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.РД.С 7

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Логашева			2020
Провер.		Козлов			2020
Утв.		Савченко			2020

ПС 110/6кВ "Товарищ"

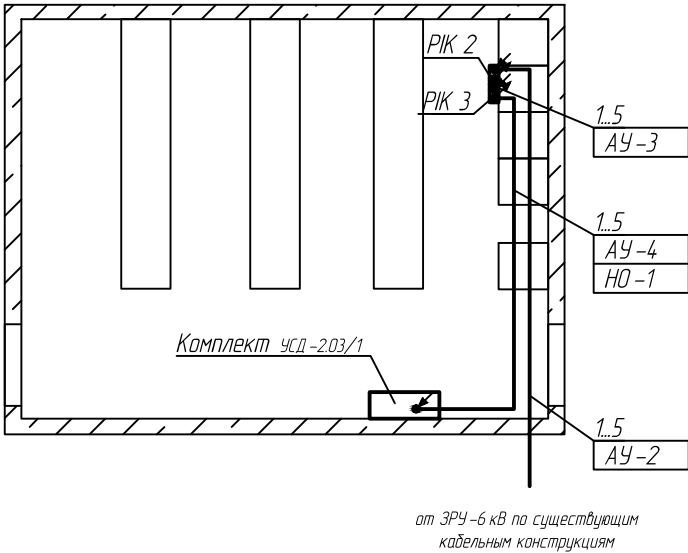
План расположения оборудования и проводок

Стадия	Лист	Листов
Р	1	2

ООО "Инэнерготех"

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	20	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	4	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	20	
4		Держатель хомутный со стяжкой CFF1 16-32	40	
5		Дюбель -гвоздь 6 x 40	40	

ПС 110/6 кВ "Товарищ"
ОПУ
(расположение панелей)



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Прокладку кабелей выполнить по существующим кабельным конструкциям, исходя их удобства монтажа.
- Прокладка кабеля АУ-2 условно не показана. Монтаж произвести по существующим кабельным конструкциям.

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.03.РД.С7

Лист

2

Присоединение ф. N

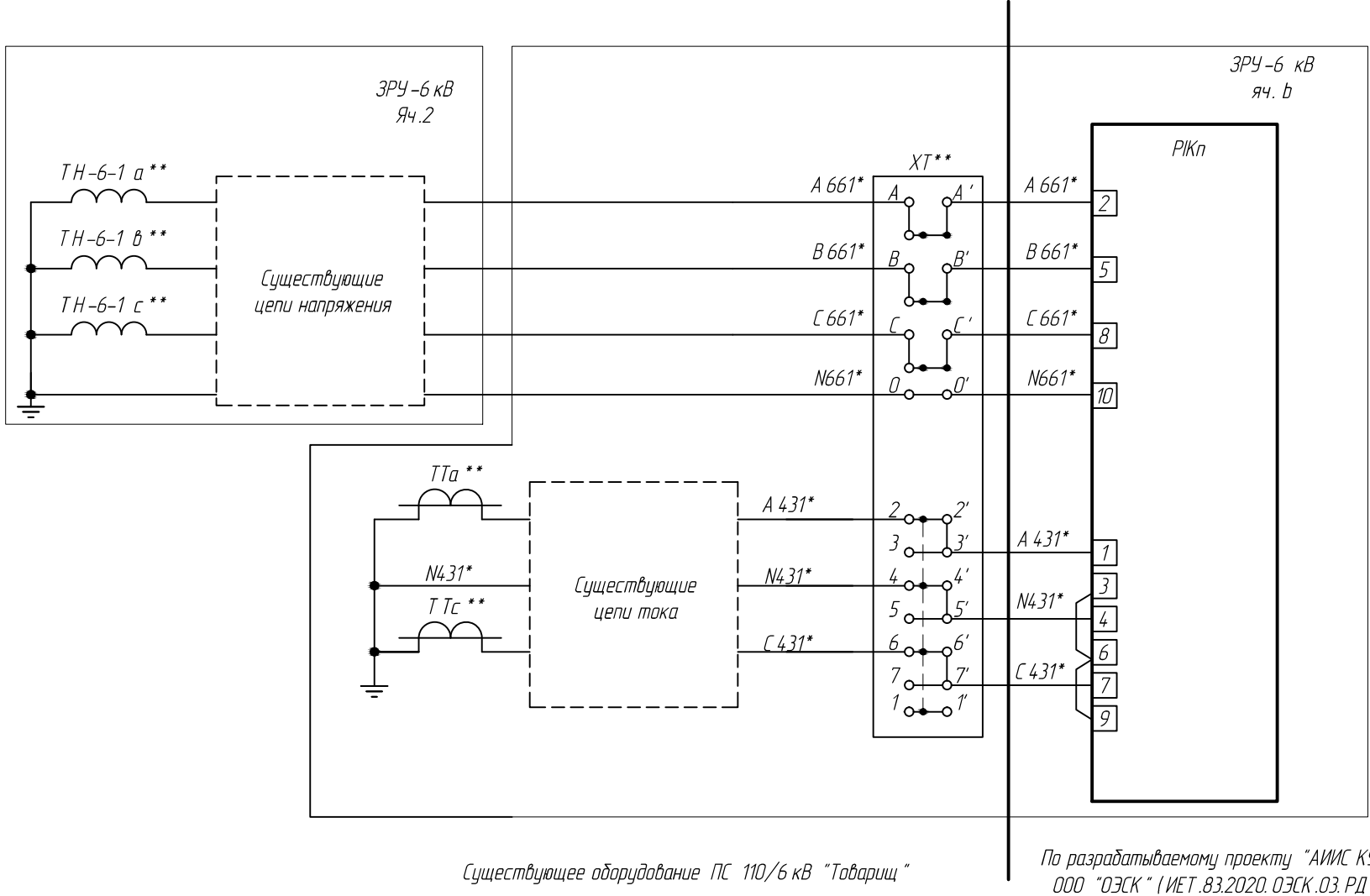


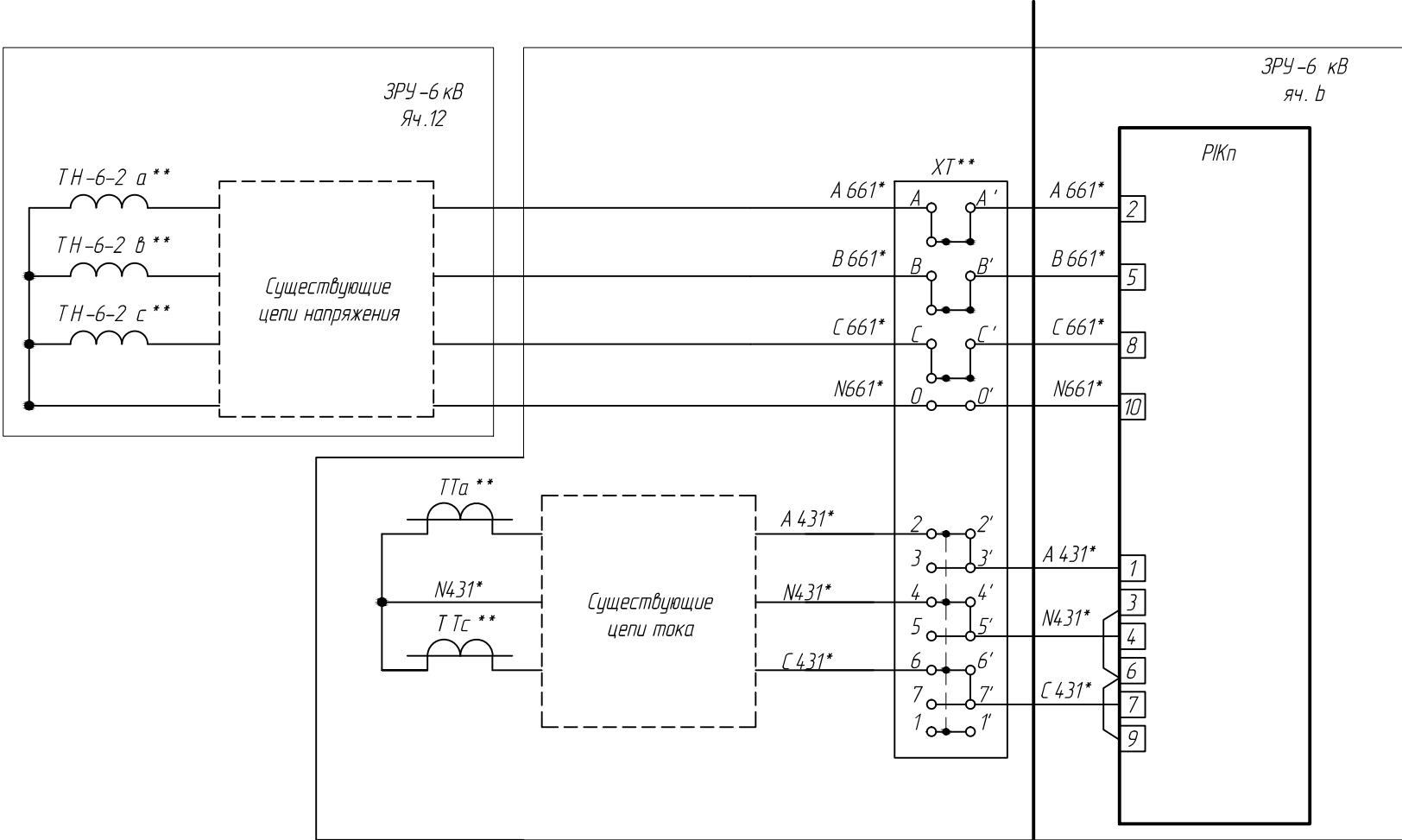
Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	ЗРУ-6 кВ,яч. b	РІК п
ПС Товарищ Ввод-1 6 кВ яч. №3	3	1

1. Утолщенной линией показана вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** - существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.03. РД.С 5.01				
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ "Товарищ"	Стадия	Лист	Листов	
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	3	
Провер.		Козлов			2020					
						Схема подключения вторичных цепей	ООО "Инэнерготех"			
Утв.		Савченко			2020					

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 110/6 кВ "Товарищ "

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.03.РД)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	ЗРУ-6 кВ,яч. b	РКП n
ПС Товарищ Ввод-2 6 кВ яч. №12	12	2

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** - существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Присоединение ф. N

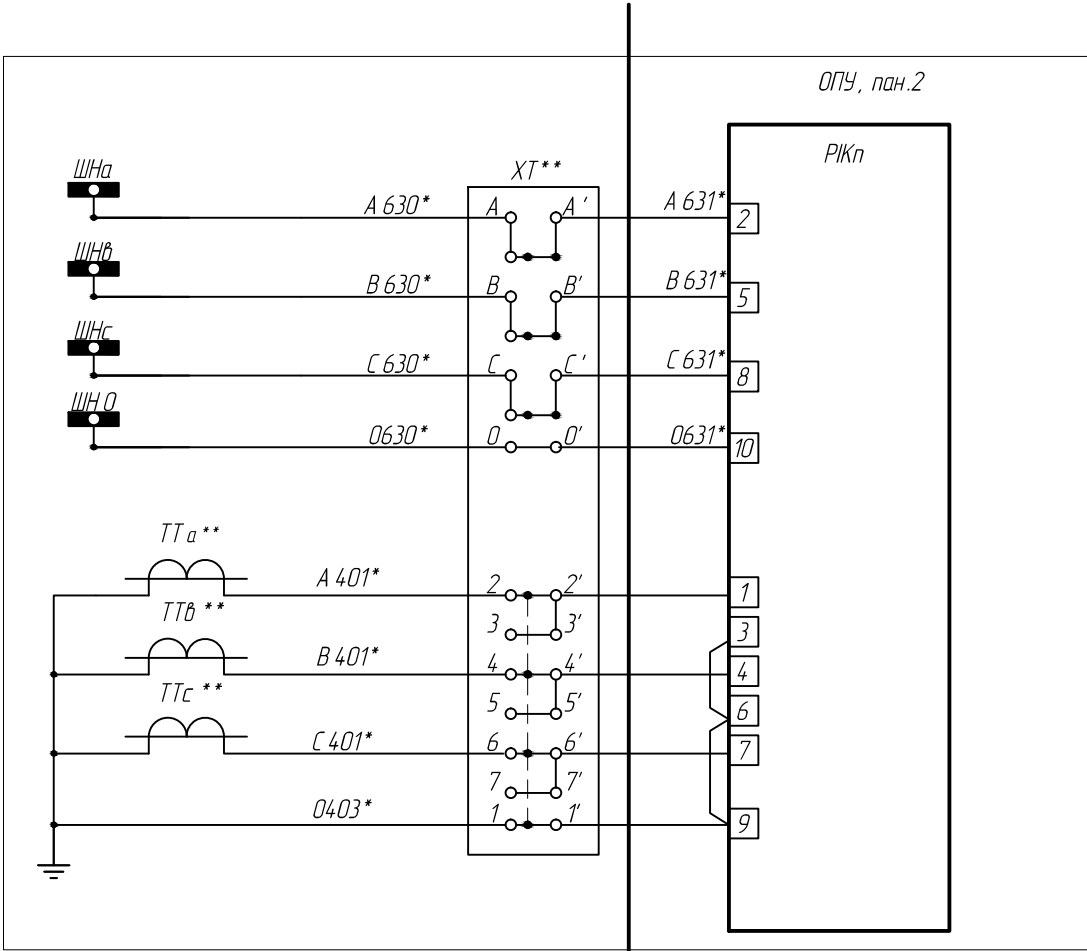


Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РК п
ТСН-1	3
ТСН-2	4

Существующее оборудование ПС 110/6 кВ "Товарищ"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.03.РД)

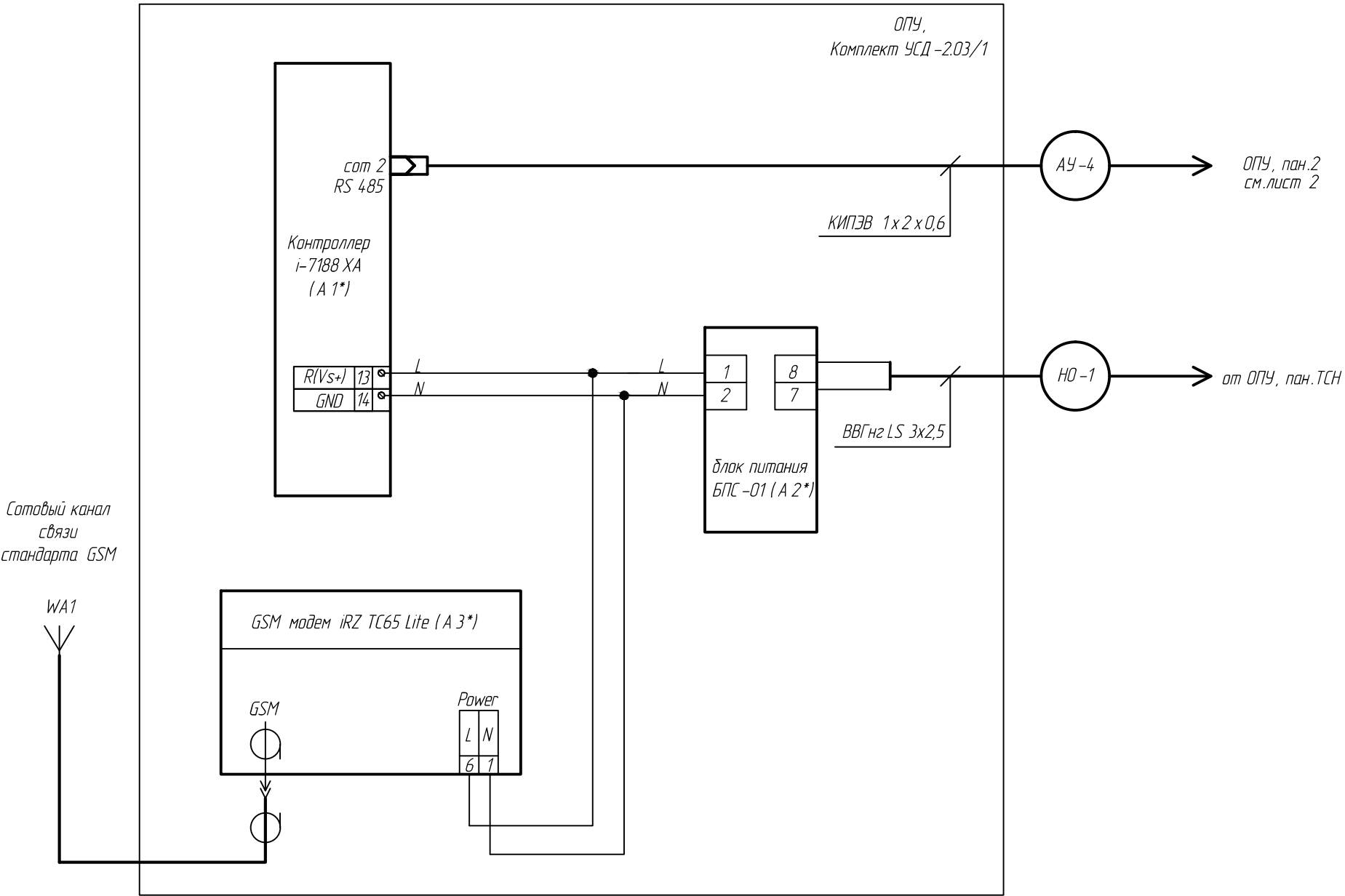
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

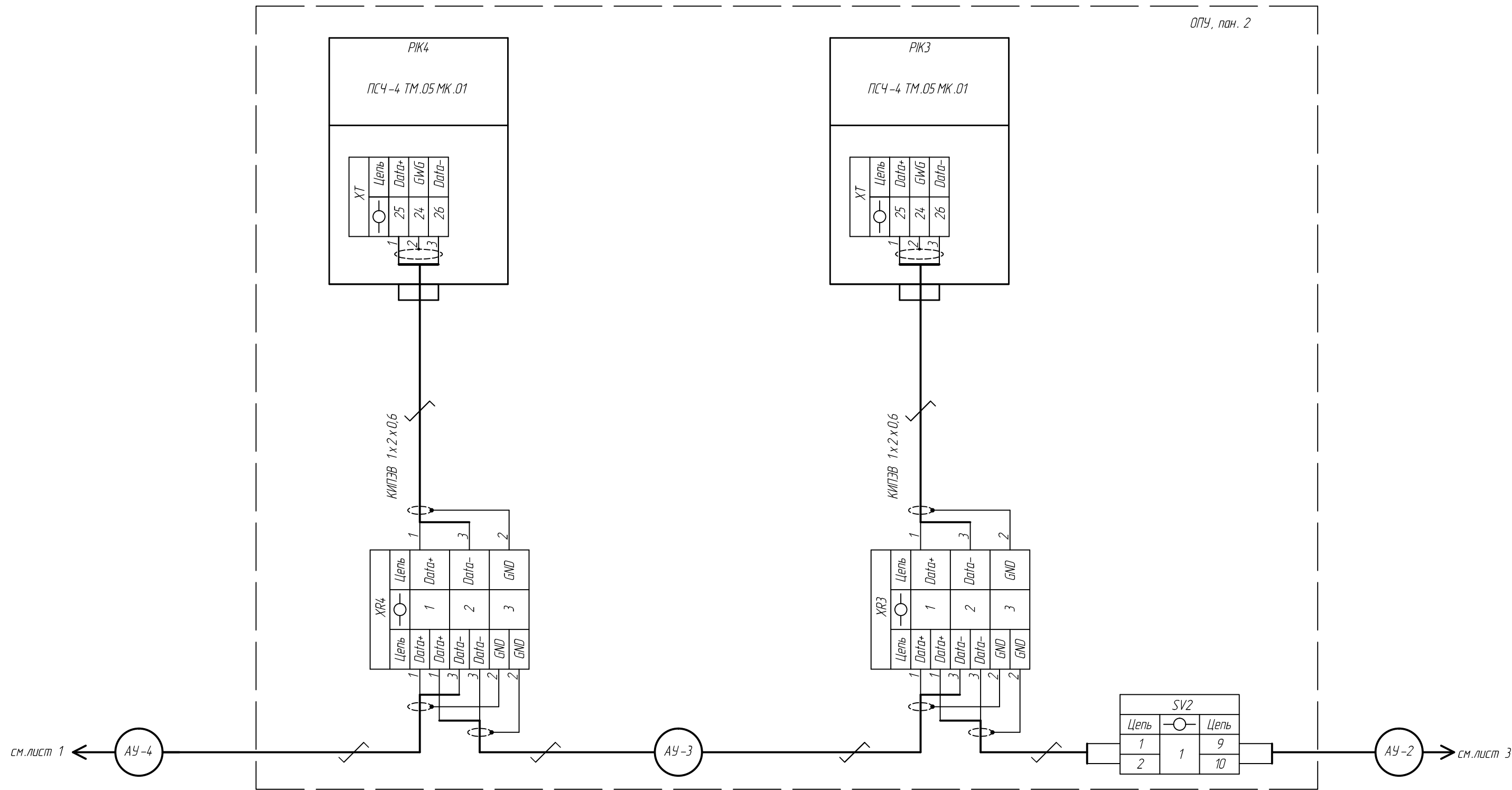
Согласовано							
				Взам. инв. №			
				Подпись и дата			
				Инв. № подл.			



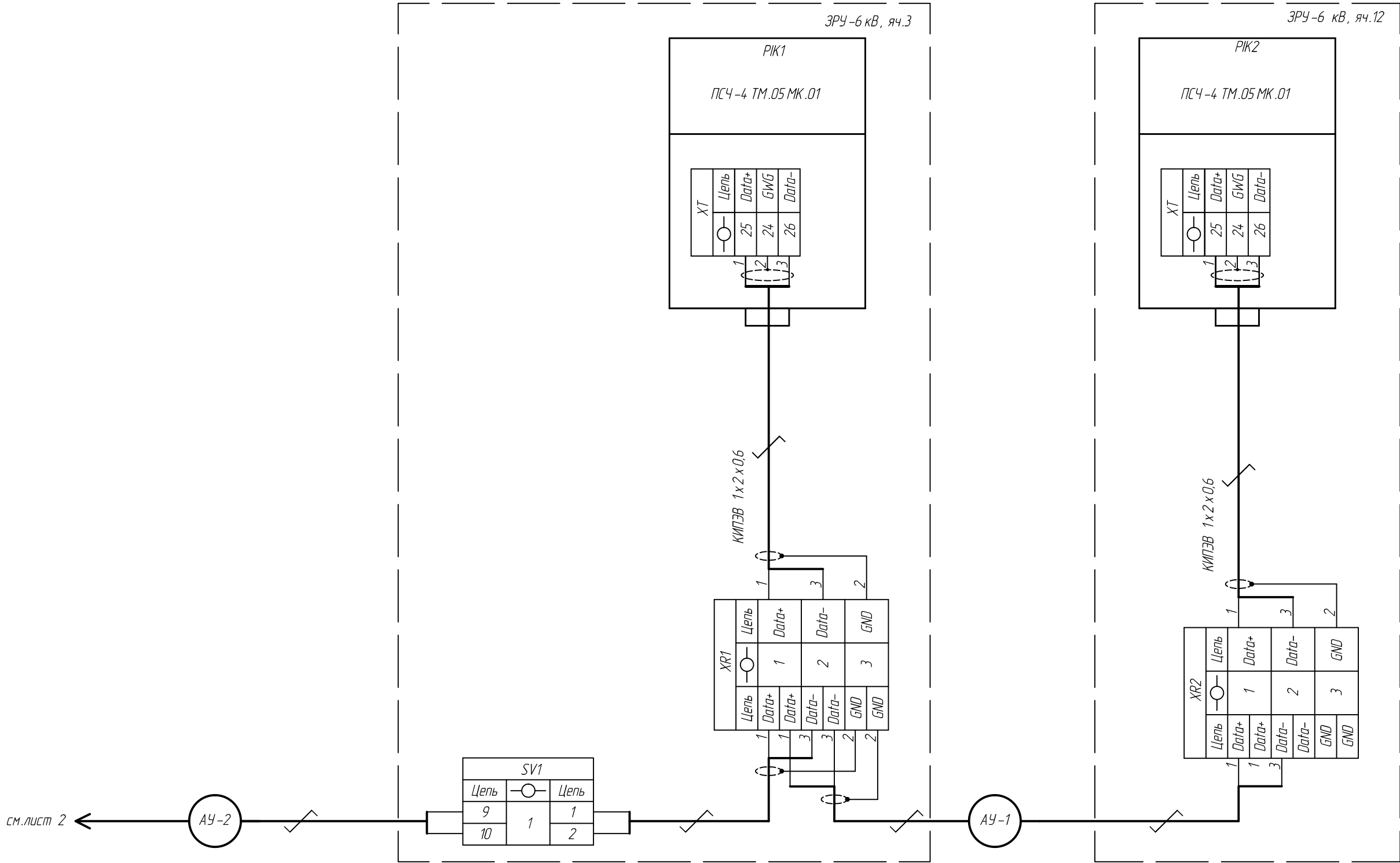
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.03.РД.С 5.02		
						АИИС КЧЭ ООО "ОЭСК"		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ "Товарищ"	Стадия	Лист
Разраб.	Логашева				2020		Р	1
Провер.	Козлов				2020	Схема подключения информационных цепей	ООО "Инэнерготех"	
Утв.	Савченко				2020			

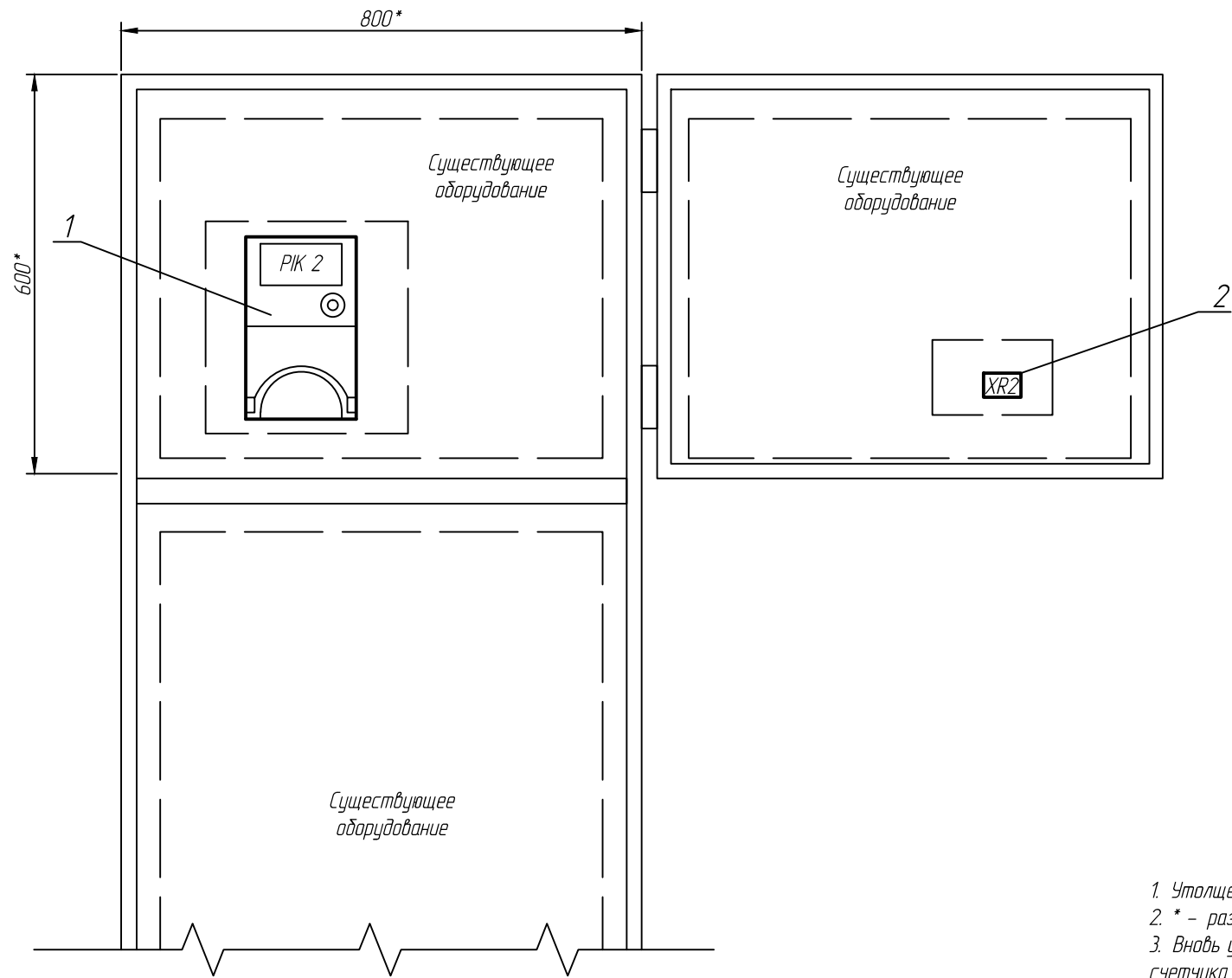
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.03.РД.С5.02	Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		2



Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –6 кВ, яч.12



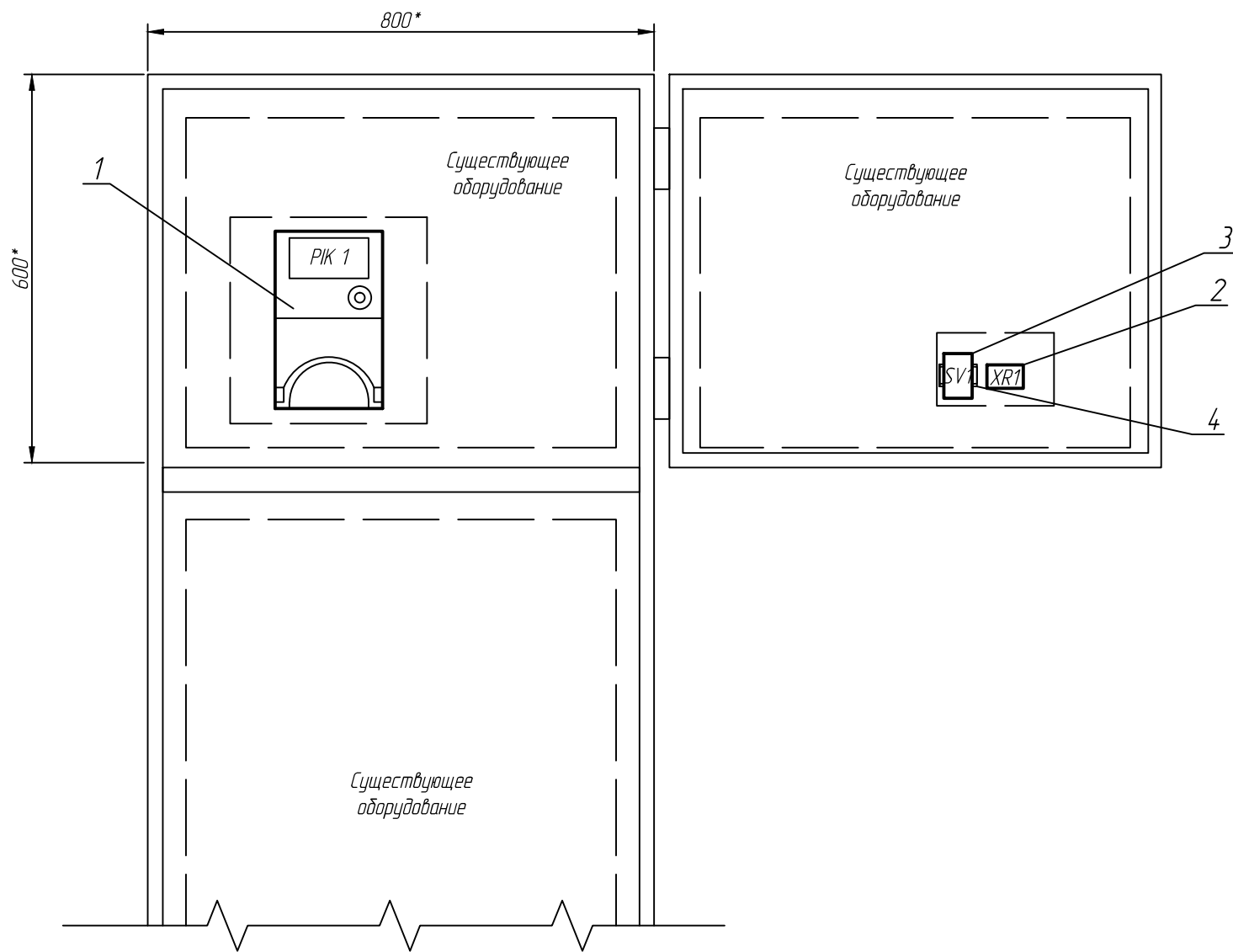
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/К 2	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR 2	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать уществующие провода.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
6. Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.03. РД.СА			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ "Товарищ"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	3
Провер.		Козлов			2020				
						Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK 1	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR 1	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3	SV1	ГЗКС-1/д – модуль грозозащиты RS-485	1	
4		Монтажная DIN – рейка, L=100 мм	1	
5		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	10	

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –6 кВ, яч.3



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии, разветвитель интерфейса и монтажную DIN-рейку установить при помощи саморезов поз.5.
6. Модуль грозозащиты установить на монтажную DIN-рейку.

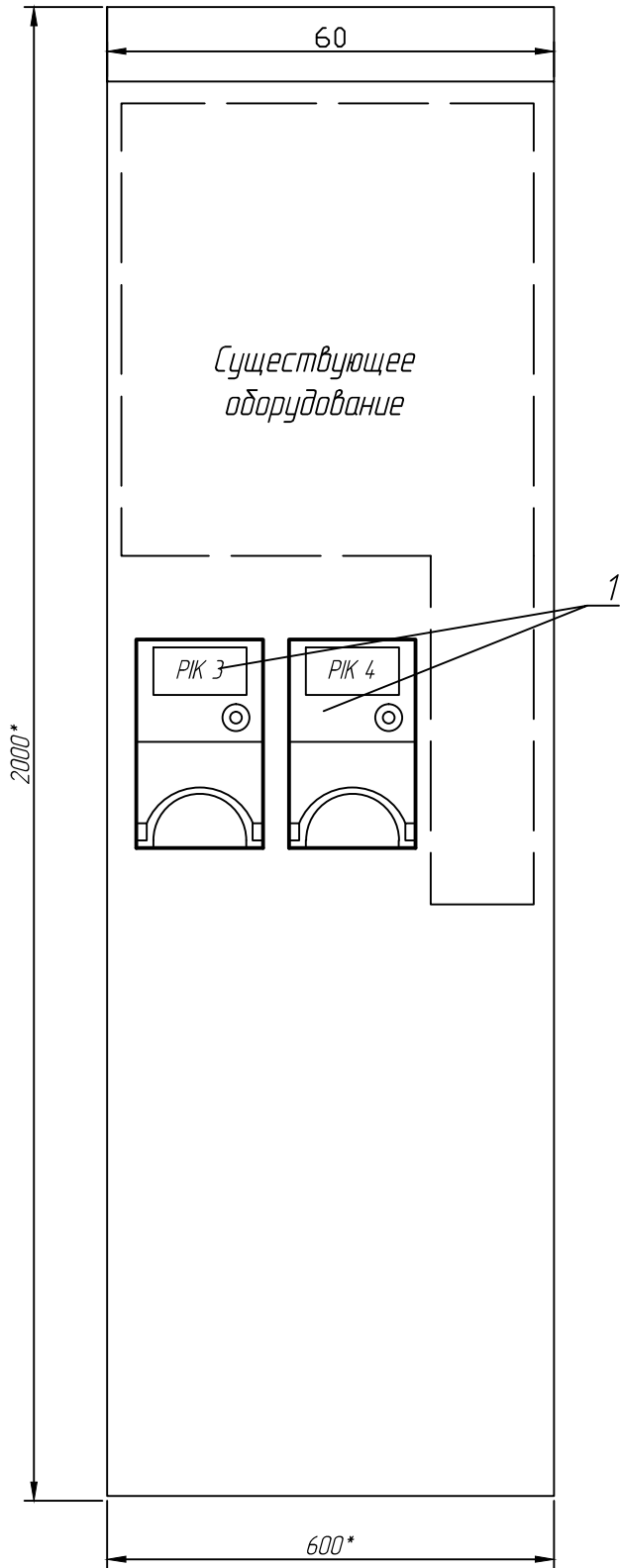
Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.03.РД.СА	Лист
							2

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

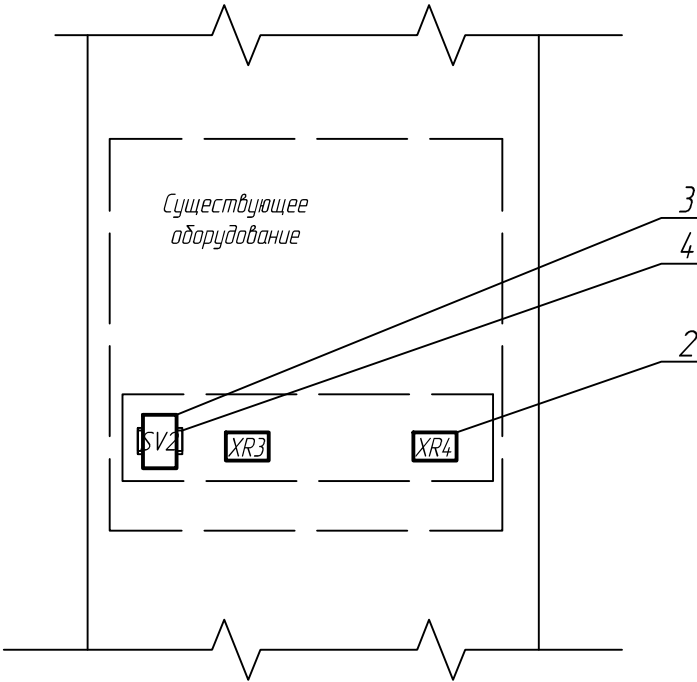
Чертеж установки счетчиков
электрической энергии
ОПУ, пан.2

Вид спереди



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK 3, PIK 4	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
2	XR 3, XR 4	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	2	
3	SV2	ГЗКС-1/д – модуль грозазащиты RS-485	1	
4		Монтажная DIN – рейка, L=100 мм	1	
5		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	20	

Вид сзади



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии, разветвитель интерфейса и монтажную DIN- рейку установить при помощи саморезов поз.5.
6. Модуль грозазащиты установить на монтажную DIN- рейку.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.03.РД.СА	Лист
							3

				Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы	Примечания				
				1	2	3	4	5	6	7	8	9				
					Монтаж в ПС											
					Приборы											
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(57,7-115)/(100-200)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	2						
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(120-230)/(208-400)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	2						
					Комплект УСД-2.03/1	УСД-2.03/1		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	1						
					Электроаппаратура											
					Модуль грозозащиты	ГЗКС-1/Д		ЗАУ ИТФ "Системы и технологии"	шт	2						
					Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт	4						
					Кабели и провода											
					Кабель для интерфейса RS-485 (витая пара)	КИПЭВнг (А)-LS 1х2х0,6		НПП "Спецкабель"	м	100						
					Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 3х2,5	ГОСТ Р 53769-2010			м	25						
Согласовано					Монтажные материалы											
					Труба гофрированная ПНД, d=20мм			"TDM Electric"	м	60						
					Держатель со стяжкой CFF1 16-32			"TDM Electric"	шт	40						
					Монтажная DIN-рейка 35/7,5				м	0,2						
					Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16				шт	37						
					Ремешок -хомут 300х4,8 (JSS 4,8х300)	JSS 4,8х300			шт	40						
					Дюбель-гвоздь 6х40				шт	40						
					Бирка кабельная маркировочная У134 У3.5	У134 У3.5			шт	8						
					0					0						
Согласовано	Взам. инв. №															
	Подпись и дата															
	Инв. № подл.			1. Монтажные материалы допускается заменять на аналоги												
												ИЭТ.83.2020.0ЭСК.03.РД.В4				
												АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"				
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ПС 110/6кВ "Товарищ"			Стадия	Лист	Листов	
Разраб.		Логашева			2020	Р		1								
Проверил		Козлов			2020											
											Спецификация оборудования, изделий и материалов			ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.																
Утв.		Савченко			2020	Копировал			Формат А3							

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6 кВ "Романовская"

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.ТРП




2020

Согласовано		
Взам. инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.ТД	Техническая документация	46		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.РД	Рабочая документация	21		

Технические решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правил взрывобезопасности, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Главный инженер проекта А.В.Савченко

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.ВД		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ «Романовская» Ведомость технорабочего проекта	Стадия	Лист
Пров.		Козлов					ТП	1
							ООО "Инэнерготех"	
Н.контр.								
Утв.		Савченко						

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*"Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии"
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6 кВ "Романовская"

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*




ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

Взам. инд. №						
Подп. и дата						
Инд. № подл.						
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	
	Разраб.	Логашева				
	Пров.	Козлов				
	Н.контр.					
	Утв.	Савченко				
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.ТД						
АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ "Романовская" Ведомость ТД				Стадия	Лист	Листов
				ТП	2	46
				ООО "Инэнерготех"		

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ "Романовская".

Технорабочий проект выполнен на основании:

- Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;
- Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

1.1 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ "Романовская" находится в Кемеровском районе, в п. Разведчик и имеет распределительные устройства 35 и 6 кВ.

В настоящее время подстанция присоединяется к энергосистеме двумя отпайками ВЛ-35-А-39 и ВЛ-35-А-40.

ЗРУ-6кВ кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным выключателем.

На подстанции отсутствует существующая система АИИСКУЭ.

1.2 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КЧЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;
- обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;
- выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>Основные цели АИИС КУЭ:</p> <ul style="list-style-type: none">- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;- обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени. <p>АИИС КУЭ также предназначена для организации:</p> <ul style="list-style-type: none">- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;- выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;															
		<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата												
Инв. № подл.	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.02.ТД						Лист										
							3										

- оценки, локализация, поиск потерь электроэнергии;
- формирования всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

Основные функции АИИС КУЭ:

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСПД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/GSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСПД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

1.3 Описание процесса деятельности

Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 35/6кВ "Романовская" представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.

Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 4
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи GPRS и GPRS.

1.4 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожара- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

1.5 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

ГОСТ 21.404-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.</p> <p>ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.</p> <p>ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.</p> <p>ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.</p> <p>ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.</p> <p>ГОСТ 21.404-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.</p>						
							ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД		Лист
									5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

ГОСТ 21406–88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302–80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303–80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304–82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002–89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001–83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003–90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603–92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14254–96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958–76 Система «человек–машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861–83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035–83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206–94 Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207–94 Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563–96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596–2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377–92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.

ГОСТ Р 50739–95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275–99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22–99 (СИСПР 22–97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

РД 34.09.101–94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ское оборудование.</p> <p>ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.</p> <p>ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.</p> <p>ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленных от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.</p> <p>РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД		Лист
								6

РД 153–34.0–03.150–00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29–99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332–03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1.019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования техника-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105–2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

16 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказом по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 –Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер по обслуживанию оборудования	1
Техник-электромеханик	2

Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС. КУЭ.

17 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

Взам. инв. №	Инженер по обслуживанию оборудования	1
	Техник-электромеханик	2

Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС. КУЭ.

1.7 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.ТД	Лист
							7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>— выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве;</p> <p>— обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;</p> <p>— осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;</p> <p>— осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;</p>									
Инв. № подл.							Лист				
								ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД			
									8		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверка наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.
-

1.8 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:

технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.02.ТД		Лист
											9
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;
компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;
на компьютерах установлено программное обеспечение.

Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.

1.9 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КУЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5S – для счетчиков трансформаторного включения.

1.10 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии.

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ветствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.</p> <p>Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.</p> <p>Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами втo-ричных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.</p> <p>После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.ТД		Лист
								10

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.11 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.ТД		Лист
								11

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип Существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС 35/6 кВ «Романовская» ВЛ 35-А-39-Т-1	ПСЧ-4ТМ.05 МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, Шкаф ввода, секция 1	ТВ-35-II	200/5	НТМИ-35 УХЛ1	35000/100
2	ПС 35/6 кВ «Романовская» ВЛ 35-А-40-Т-2	ПСЧ-4ТМ.05 МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, Шкаф ввода, секция 2	ТВ-35-II	200/5	НТМИ-35 УХЛ1	35000/100
3	ПС 35/6 кВ «Романовская» ВВ-6-2-Т, яч. 17	ПСЧ-4ТМ.05 МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, яч.17	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
4	ПС 35/6 кВ «Романовская» ВВ-6-1-Т, яч. 18	ПСЧ-4ТМ.05 МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, яч.18	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
5	ПС 35/6 кВ «Романовская» ТСН-1	ПСЧ-4ТМ.05 МК.05	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, шкаф ТСН	Нет данных	Нет данных	-	-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД	Лист
							12

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД		Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИБК). ИБК – Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИБК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - полчасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

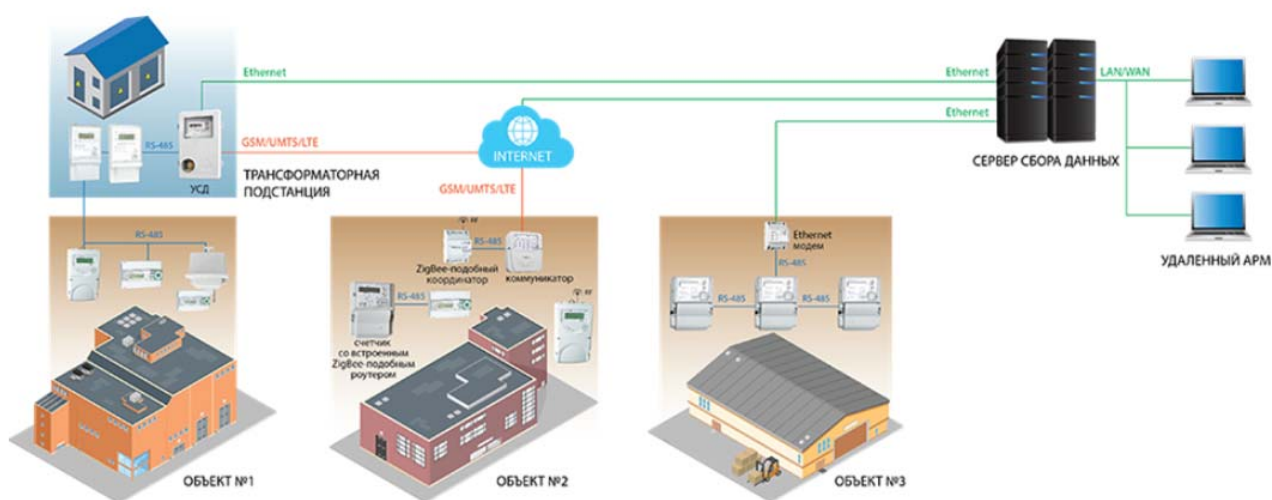
Взам. инв. №	Подп. и дата	<ul style="list-style-type: none">Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).Считывание журнала событий УСД.Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.					

						ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД	Лист
							14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД		Лист
								15

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						ИЗТ.83.2020.03СК.02.ТД	Лист 16
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД		Лист
								17

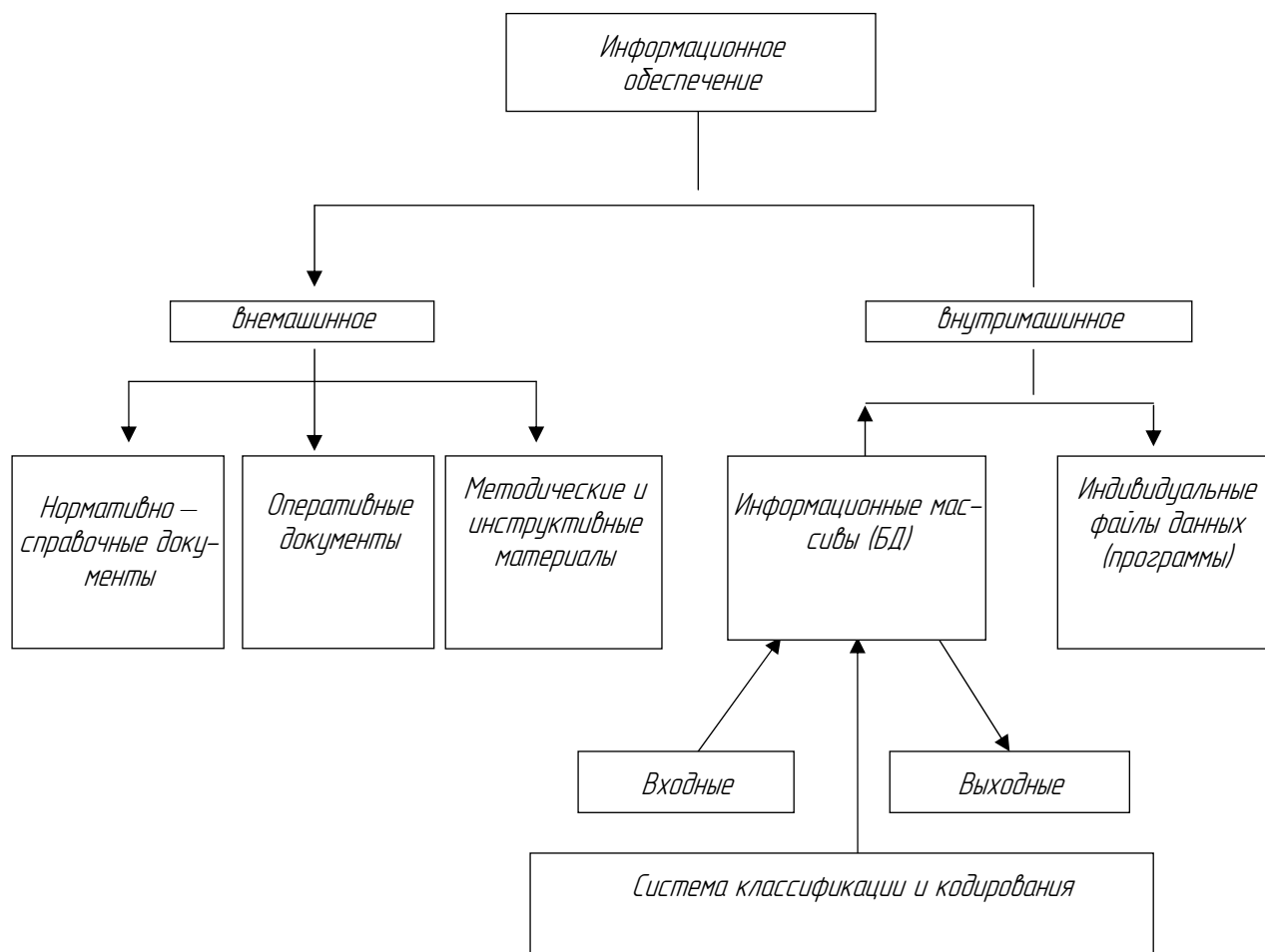


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.02.ТД	Лист 18
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

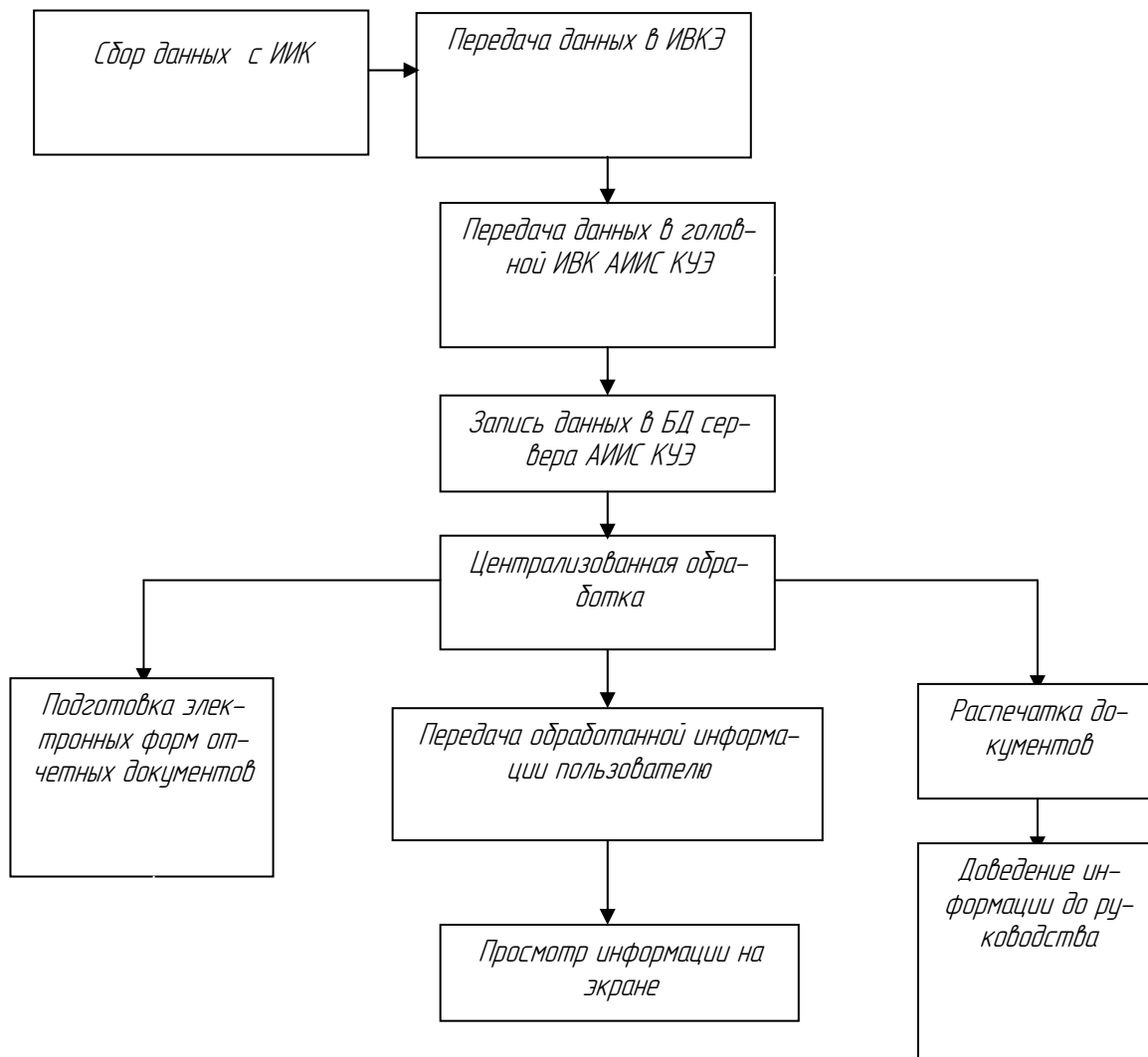


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашиной информации

Внемашина информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">— осуществлять контроль за состоянием оборудования;— осуществлять контроль за состоянием оборудования;— формировать отчеты;— формировать данные для передачи другим субъектам рынка.					
			<h4>4.4 Организация внемашинной информации</h4>					
			<p>Внемашинная информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:</p> <ul style="list-style-type: none">- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.02.ТД		Лист
								19

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД				20

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствует ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках \square до 144;

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА						Лист
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии						
Подл. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).						21
	Тарификатор:						
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.02.ТД
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подл.	Дата		

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									22	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>нему, заднему фронту или обоим фронтам);</p> <ul style="list-style-type: none">как вход телесигнализации. <p>Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:</p> <ul style="list-style-type: none">ограничения мощности нагрузки;ограничения энергии за сутки;ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);контроля напряжения сети;контроля температуры счетчика;							
									ИЗТ.83.2020.03СК.02.ТД	Лист
										23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД			24

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с U _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.02.ТД	Лист
							25

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I_{\delta} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_{\delta}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I_{\delta} \leq I < I_{\delta}$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.02.ТД		Лист
											28
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и обратной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4 ТМ.05МК.01 относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.</p> <p>В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.</p> <p>5.6 Защита от несанкционированного доступа</p> <p>Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.</p> <p>Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.</p>						
			<p>ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД</p>						Лист
									29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналаобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.02.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

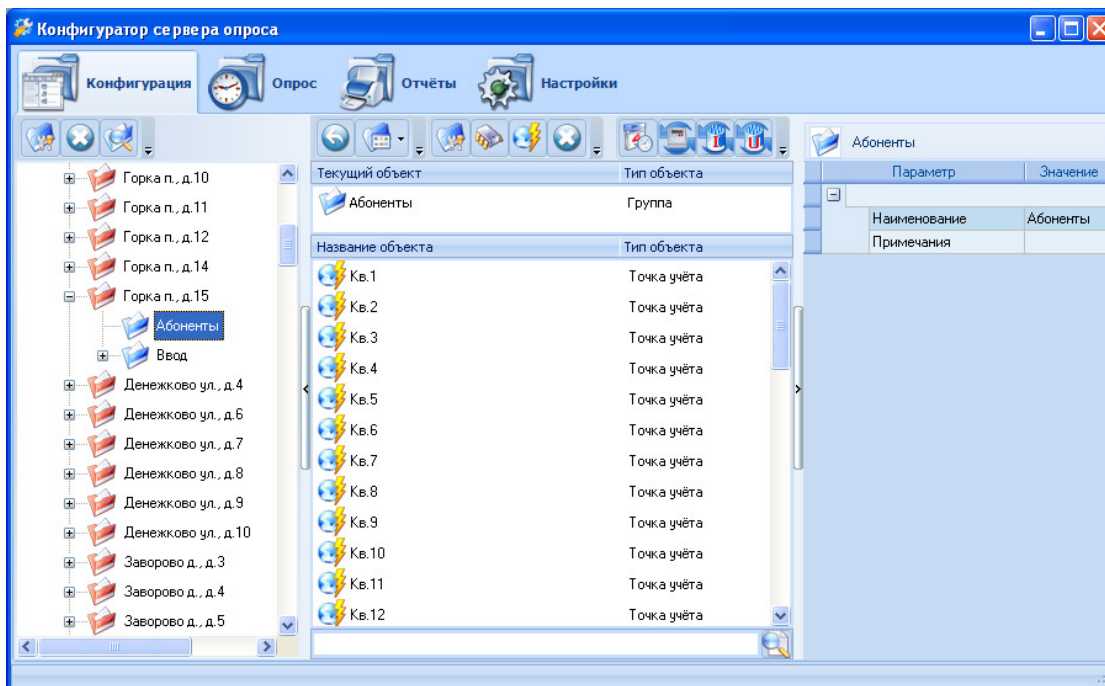
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

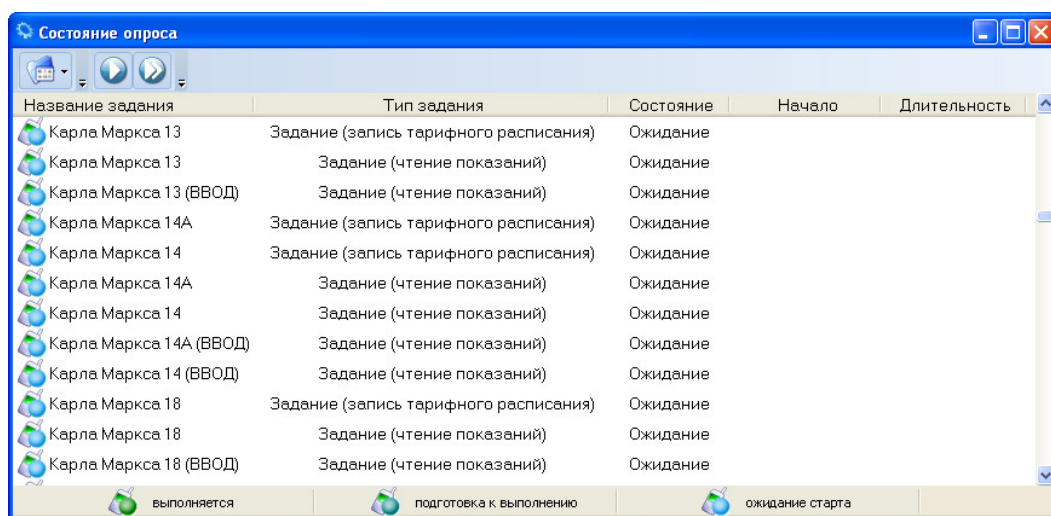
Сервер Опроса

Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса, данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



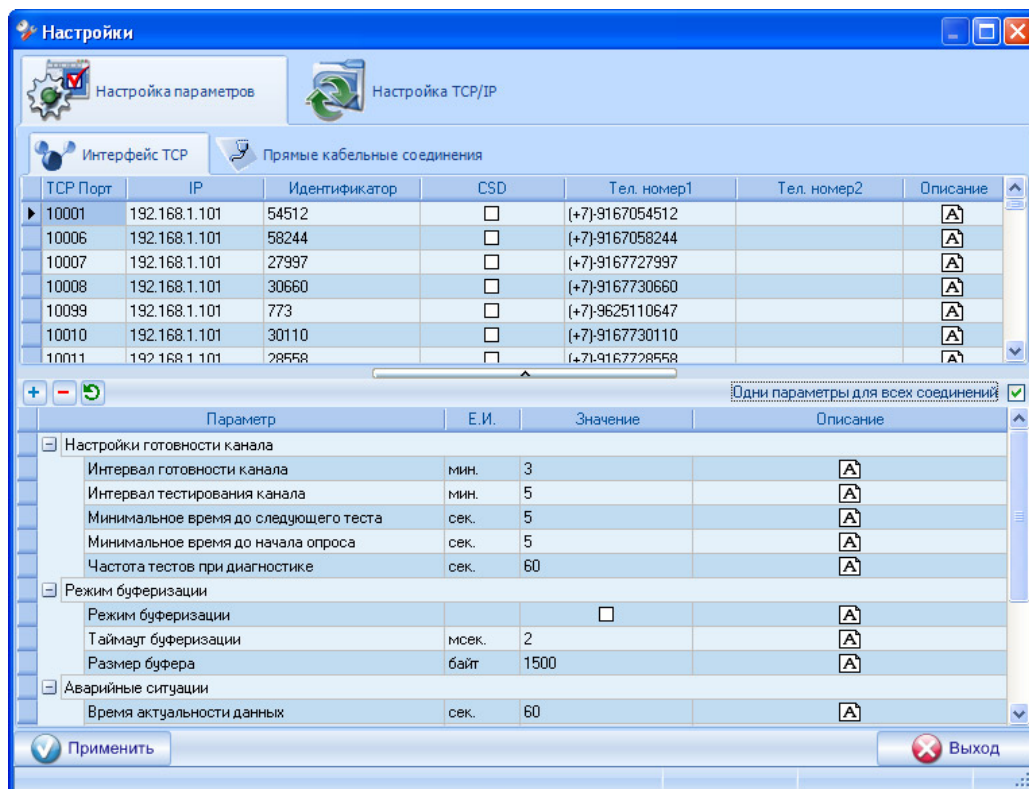
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



Взам. инв. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД

Лист

32

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф	Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.307	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЗТ.83.2020.03СК.02.ТД

Лист

33

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">- поверку АИИС КУЭ;- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.					
			<p>7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока</p> <p>Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.</p> <p>Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.</p>					
						ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД		Лист
								34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электроэнергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).</p> <p>Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.</p> <p>7.6 Контроль точности результатов измерений</p> <p>Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.</p> <p>Задачами контроля точности являются проверки:</p>							
									ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		35

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
							ИЗТ.83.2020.03СК.02.ТД	Лист
								36
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

<i>Элемент системы</i>	<i>Тип</i>	<i>Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений</i>
<i>Счетчик</i>	<i>ПСЧ-4 ТМ.05.МК</i>	<i>62838</i>

<i>Инд. № подл.</i>	<i>Подп. и дата</i>	<i>Взам. инв. №</i>

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.ТД	Лист
							37
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

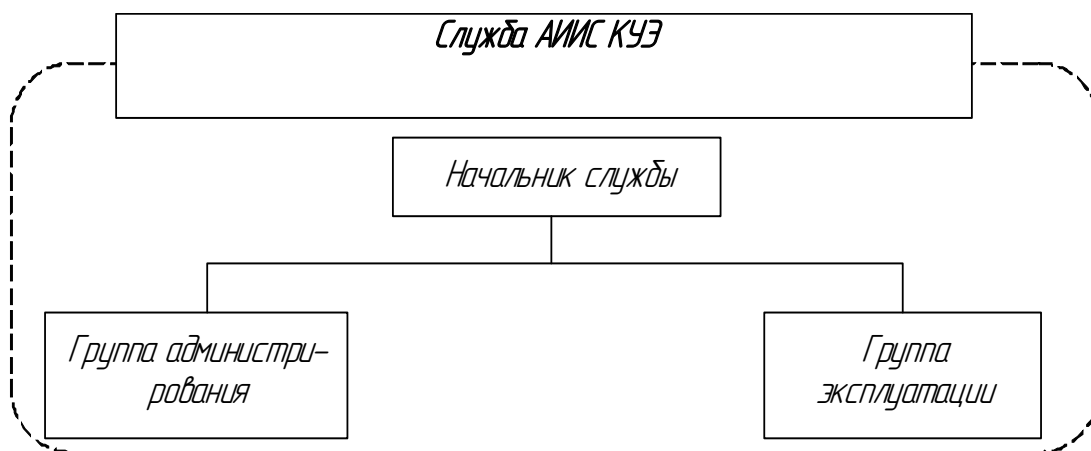


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

Взам. инв. №		<p>– внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.</p> <p>– обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;</p>							
		<p>Основные функции группы эксплуатации:</p> <p>– контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;</p> <p>– проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;</p> <p>– проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;</p>							
Инв. № подл.								ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД	Лист
									38
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КУЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КУЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КУЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КУЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КУЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.02.ТД	Лист
										39
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 5 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

Согласно ГОСТ 27.002–89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надёжности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии;
- УСПД.

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003–90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	5

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003–90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

Измерительные ТТ и ТН относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	<div>УСПД</div> <div>Комплект УСПД-2.03/1</div> <div>Восстановливаемый</div> <div>7</div>					
			<div>9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности</div> <div>Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003-90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.</div> <div>Измерительные ТТ и ТН относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.</div>					
			<div><div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div></div><div><div>Изм.</div><div>Кол.уч.</div><div>Лист</div><div>№ док.</div><div>Подп.</div><div>Дата</div></div></div> <div>ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД</div> <div><div>Лист</div><div>40</div></div>					

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Щаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надёжности:

- а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:
средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;
средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.
- б) для счётчиков электроэнергии:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;
среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.
- в) для системы шкафов УСПД:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;
время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надёжности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надёжности.

Расчет показателей надёжности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счётчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надёжности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надёжности приведены в таблице.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЗ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.ТД		Лист
								41

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	5	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИМК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	5	165000	0,0000303
Итого для ИМК					0,0000303

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИБКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИБКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
									42
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

ИЭТ.83.2020.03СК.02.ТД

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0000365530$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 27357 \text{ ч.}$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 27357 / (2 + 27357) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$					
			$K_r=27357/(2+27357)=0,99.$					
			<p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-</p>					
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.ТД		Лист
								43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КЧЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжелых последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									44
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.02.ТД

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;
 - доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.02.ТД	Лист 45
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;

- резервирование коммерческой информации на внешние носители.

в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:

- поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;

г) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;

- для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.

д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;

- полное тестирование и выявление неисправных устройств;

- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП.

Расчет и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t ,$$

где Q — количество запасных элементов;

N — количество элементов на подстанции;

t — % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.02.ТД		Лист
											46
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

*ПС 35/6 кВ “Романовская”
ТОМ 2*

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.СБ.01	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.СБ.02	Схема электрическая принципиальная распределительной сети	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.С 7	План расположения оборудования и проводок	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.С 5.01	Схема подключения вторичных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.С 5.02	Схема подключения информационных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.ТП

ПС 35/6кВ "Романовская"

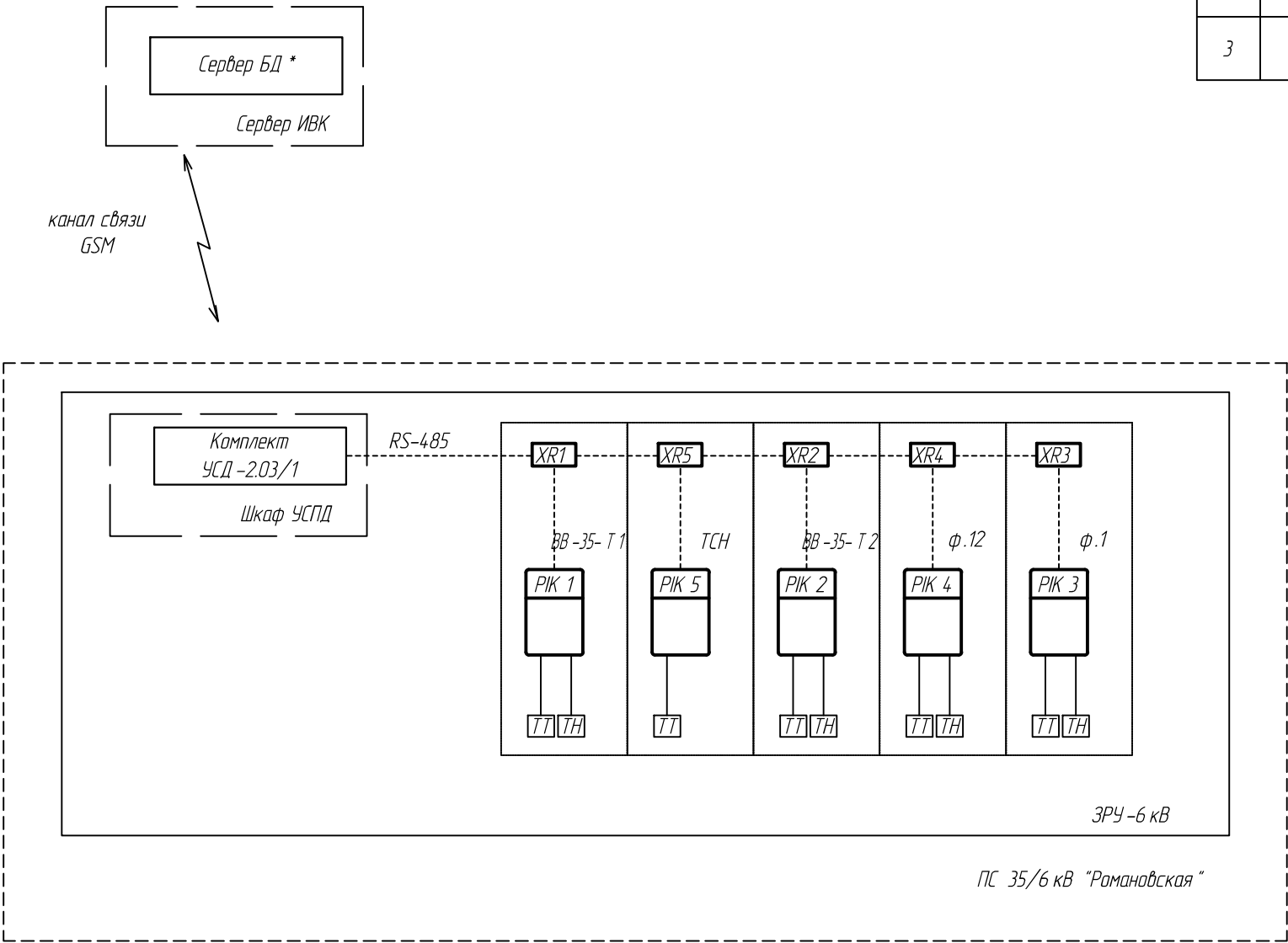
ООО "Инэнерготех"

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

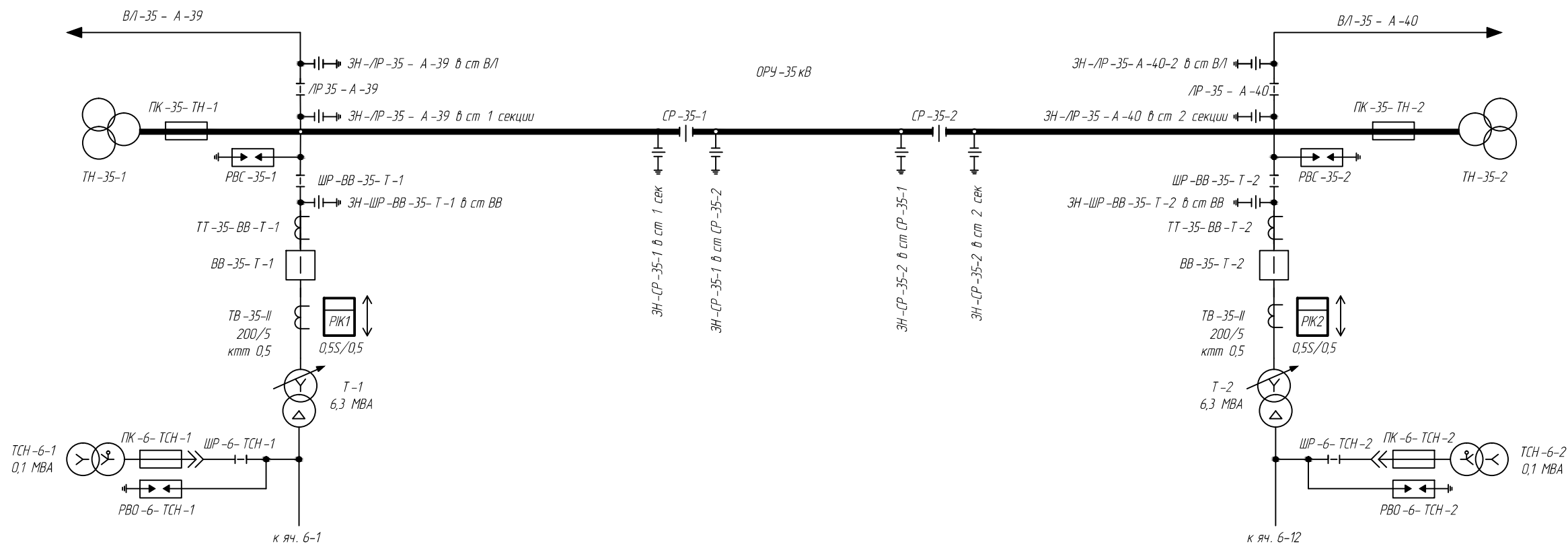


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK1, PIK2, PIK3, PIK 4	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК.01	4	
2	PIK5	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК.05	1	
3	XR1 - XR5	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	5	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.С 1			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Романовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р		1
Провер.	Козлов				2020	Схема структурная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

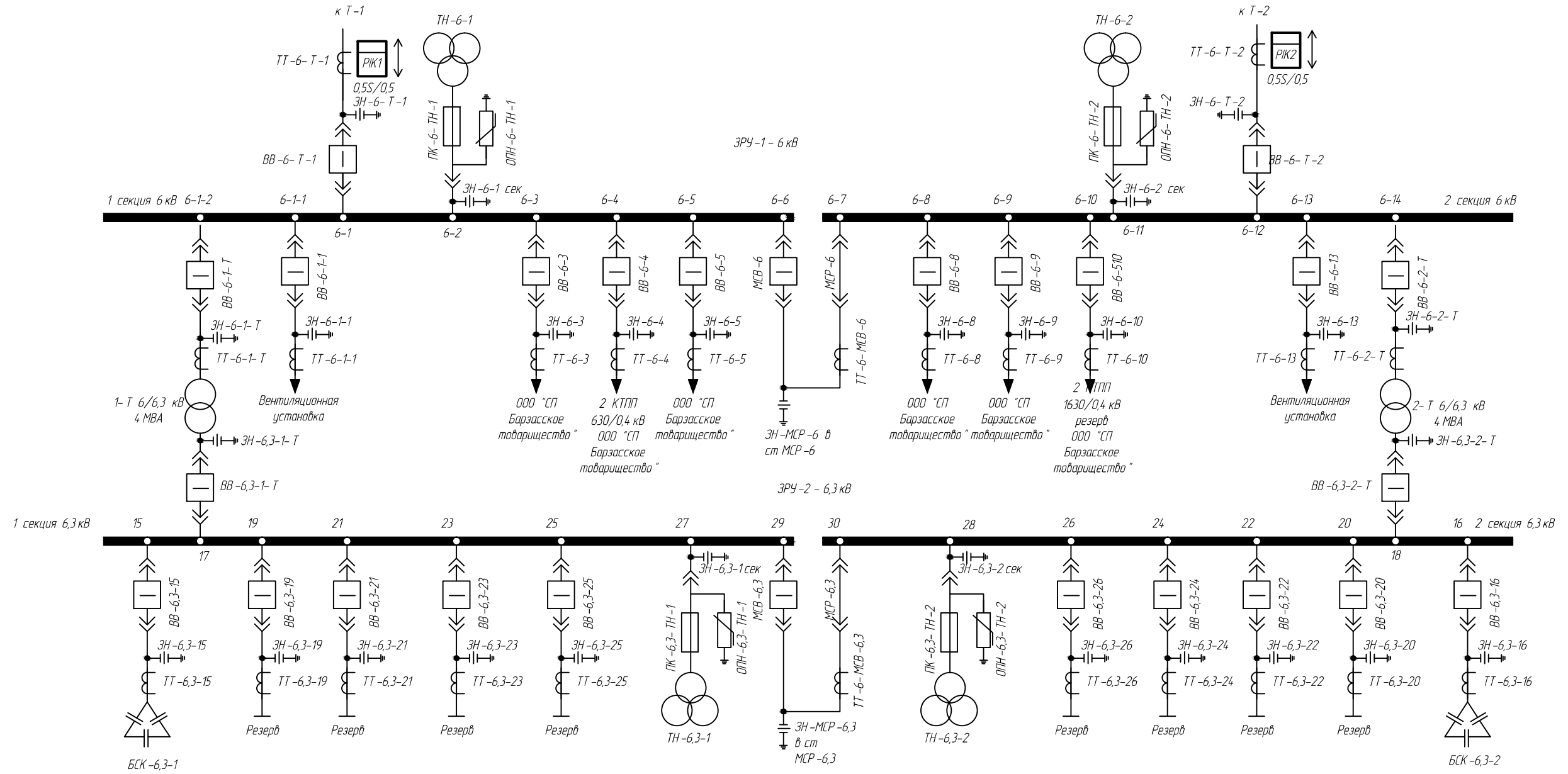
ПС 35/6 кВ "Романовская"



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.СБ.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Романовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	2
Провер.		Козлов			2020	Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

ПС 35/6 кВ "Романовская"



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

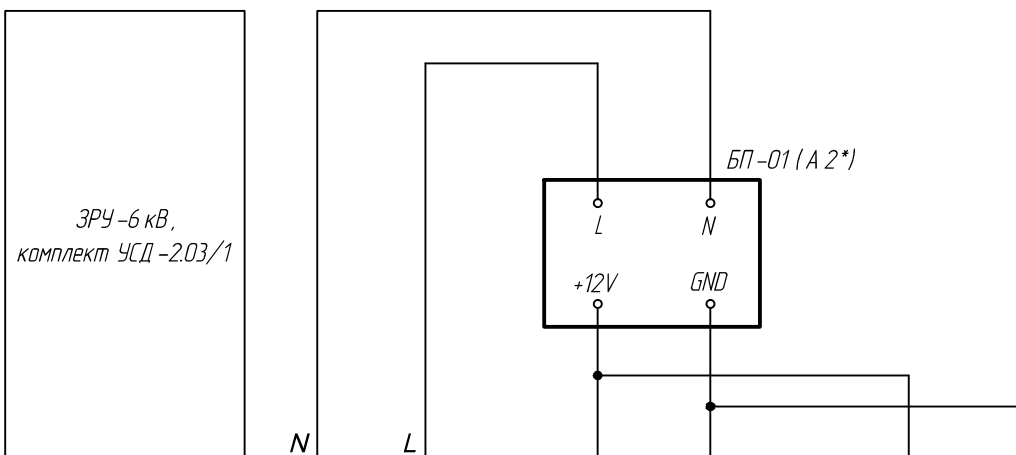
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.РД.СБ.01

UCM

2

Формат А3



Характеристика электроприемника	Поз.	-	контроллер i-7188 XA	GSM модем iRZ TC65 Lite
	Тип	ХТ **	А 1*	А 3*
	Напряжение, В	~220 В	+12V	+12V
	Мощность, Вт	8	6	2
	Место установки	ОПУ, пан. ТСН	ЗРУ-6 кВ, комплект УСД-2.03/1	ЗРУ-6 кВ, комплект УСД-2.03/1

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.
3. ** - существующее оборудование. Место подключения питания УСД-2.03/1 определить при монтаже.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.СБ.02

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Логашева			2020
Провер.		Козлов			2020
Утв.		Савченко			2020

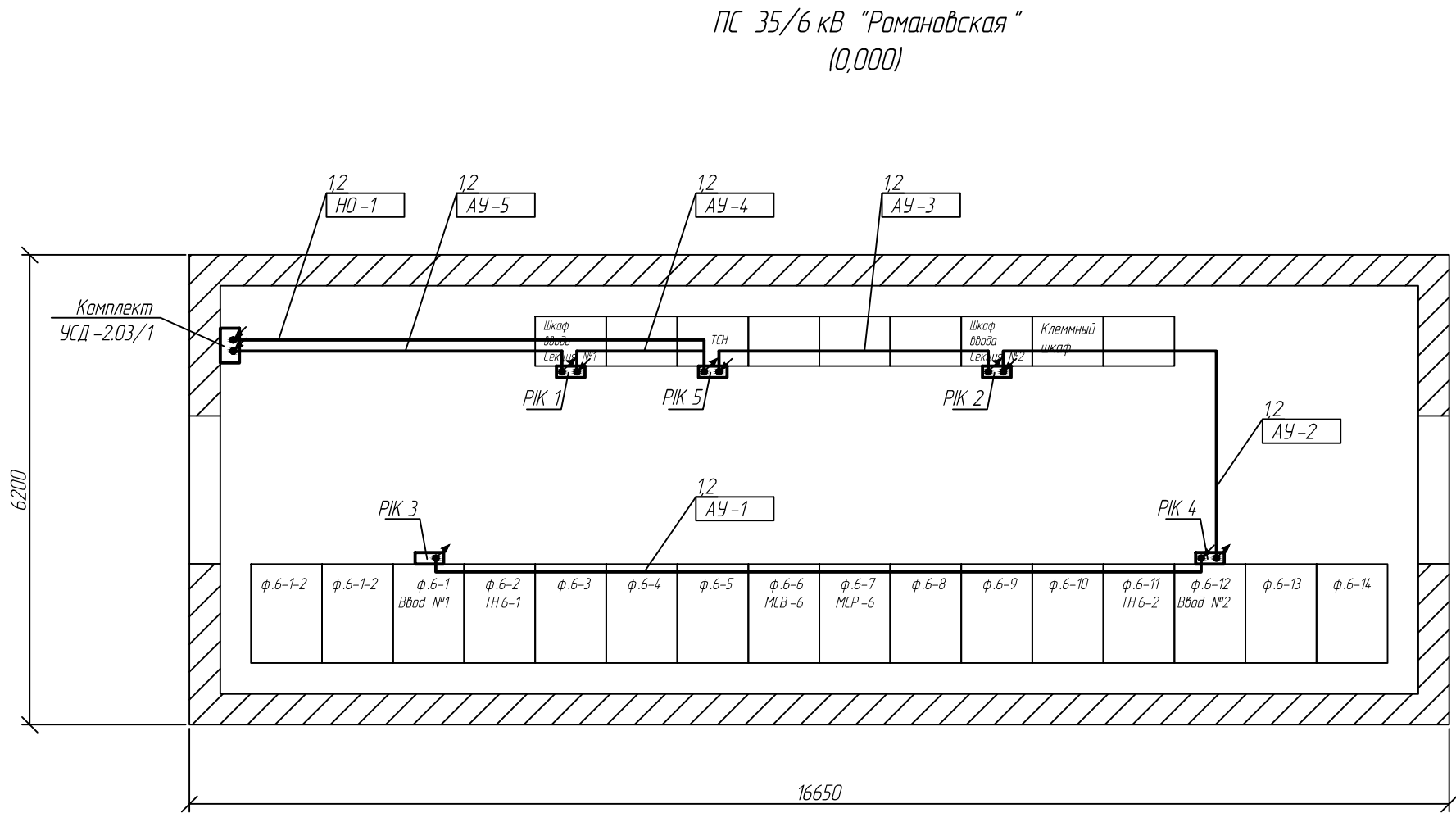
ПС 35/6кВ "Романовская"

Схема электрическая принципиальная распределительной сети




Стадия	Лист	Листов
Р		1

ООО "Инэнерготех"

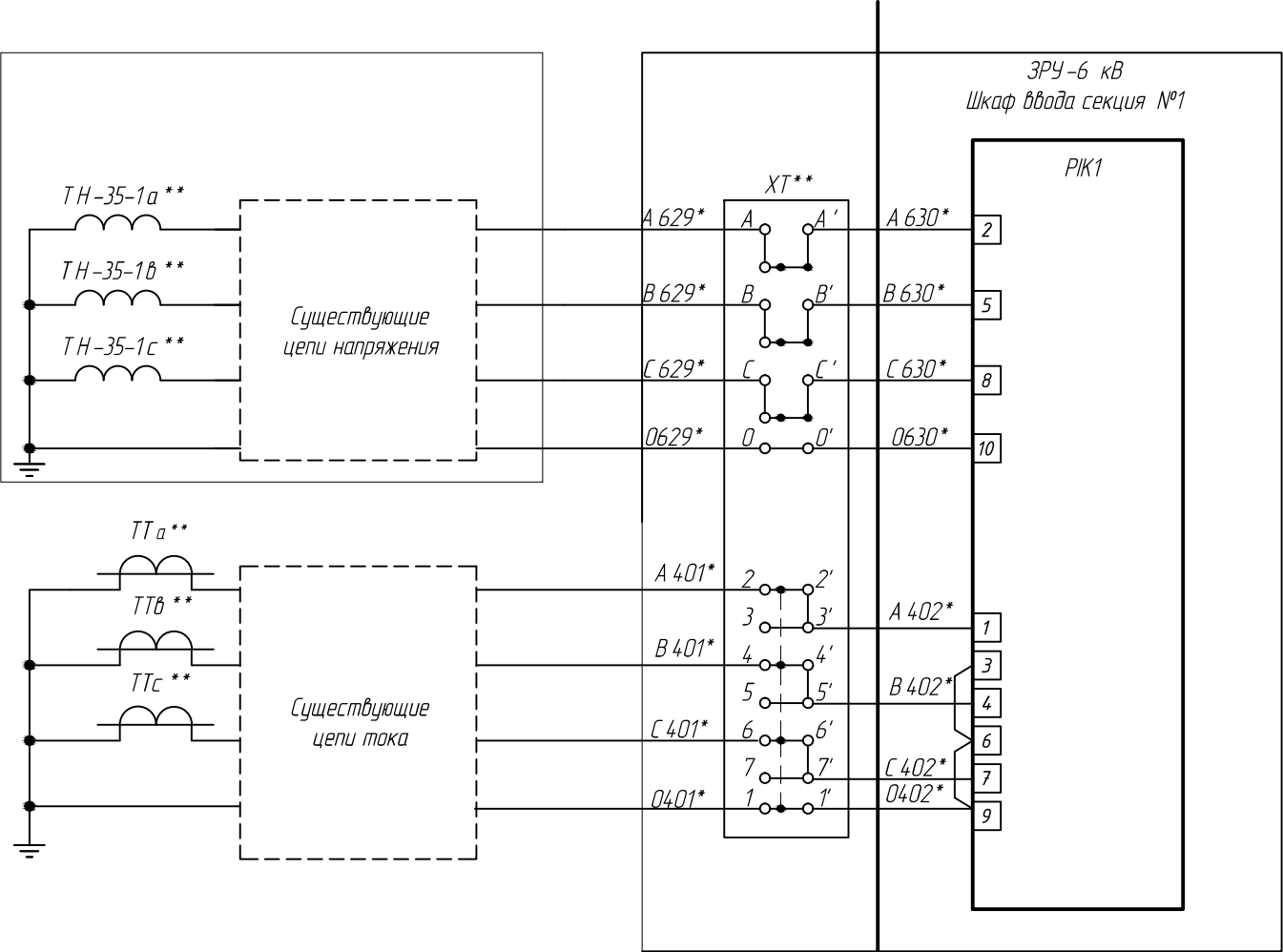
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	50	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	12	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	10	



1. Утолщенной линией показана внодь устанавливаемое оборудование.
2. Кабели проложить по существующим кабельным конструкциям, исходя из удобства.
3. Места открытой прокладки проложить в труде гофрированной ПНД.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.С 7			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Романовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р		1
Провер.		Козлов			2020	План расположения оборудования и проводок	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Присоединение ВВ 35- Т-1



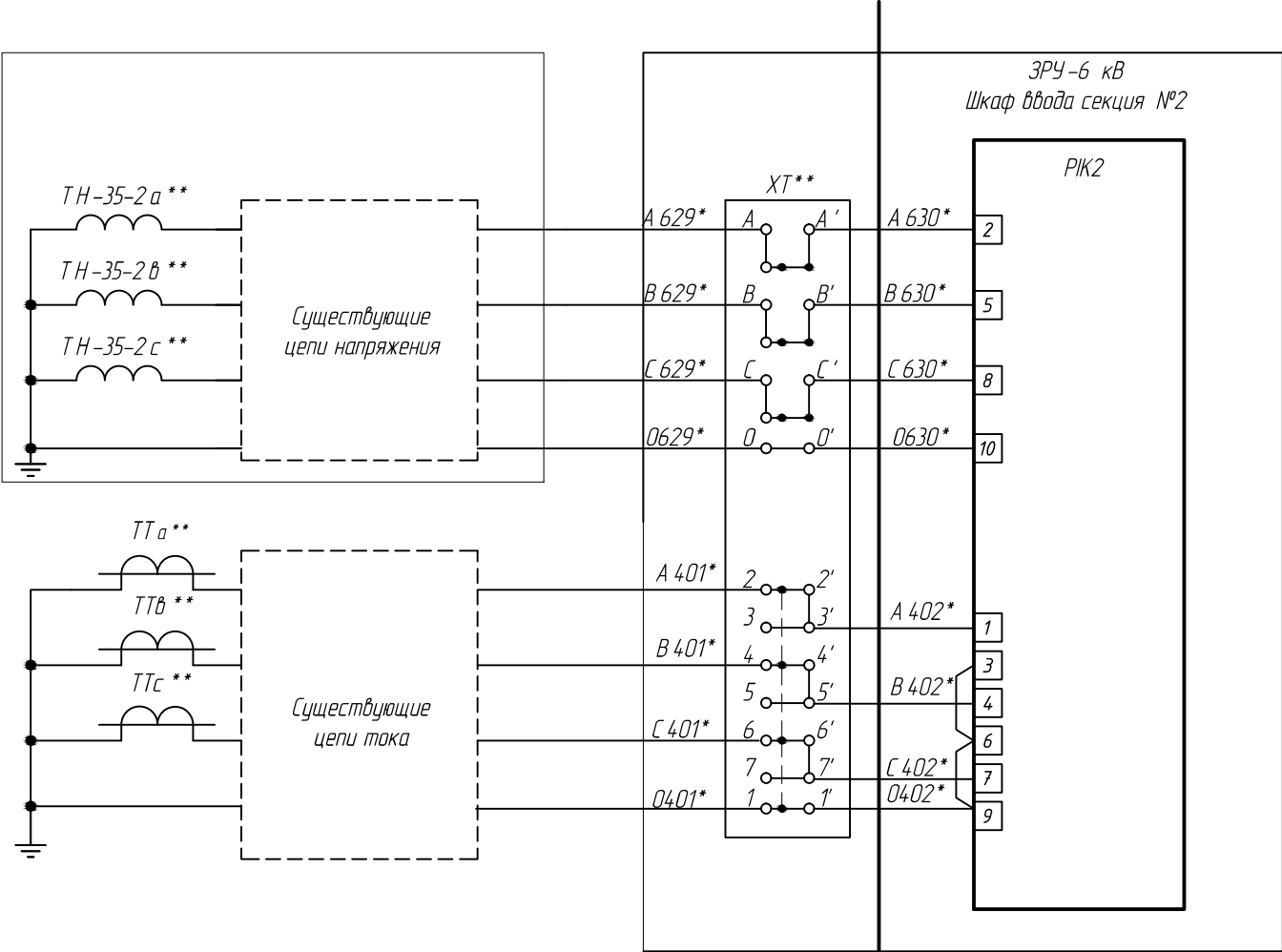
Существующее оборудование ПС 35/6 кВ "Романовская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД)

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.02. РД.С 5.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Романовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р	1	5
Провер.		Козлов			2020				
						Схема подключения	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Присоединение ВВ 35-Т-2



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ "Романовская"

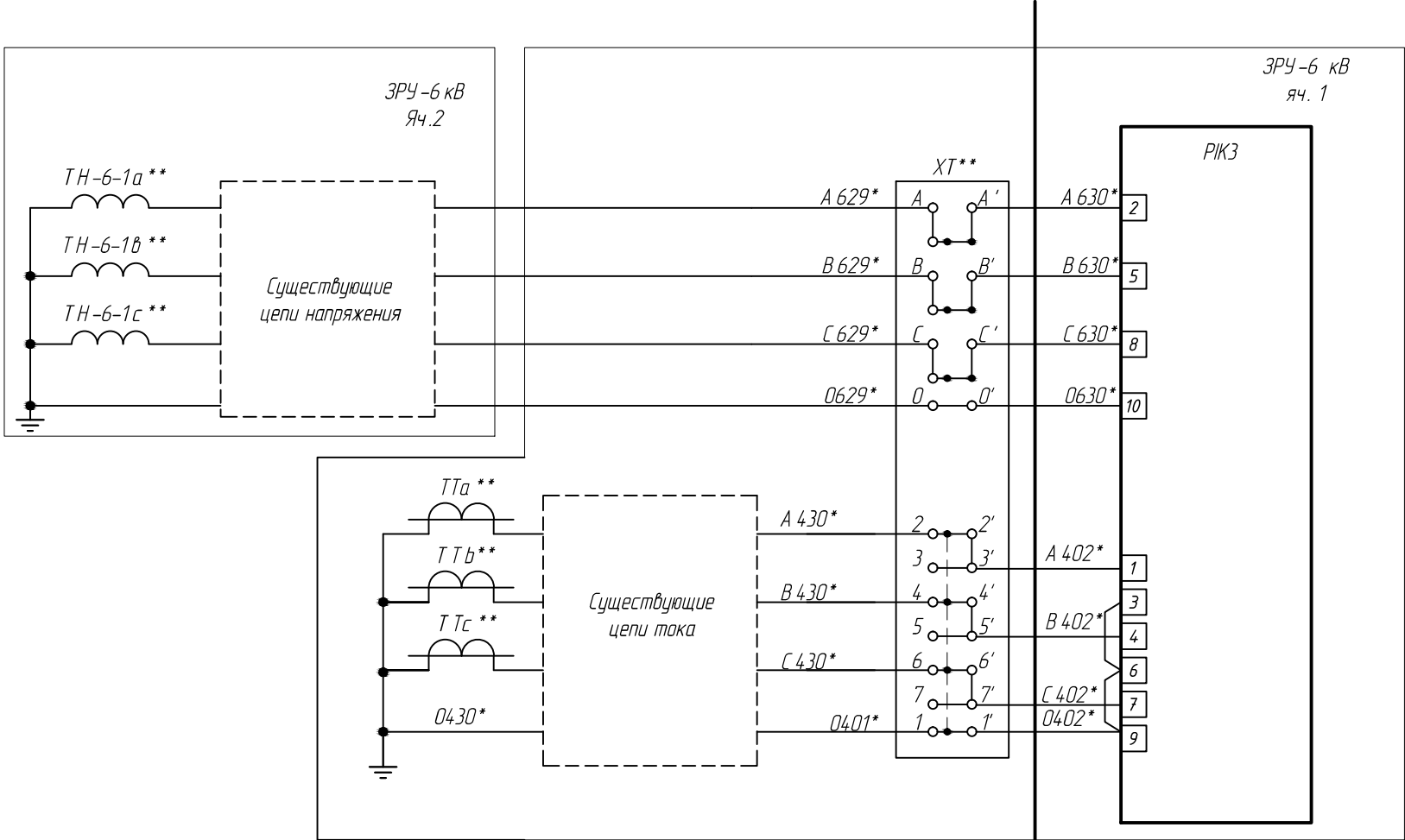
По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД)

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** – существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.С5.01	Лист
							2

Присоединение яч.1 ВВ-6-Т-1



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ "Романовская"

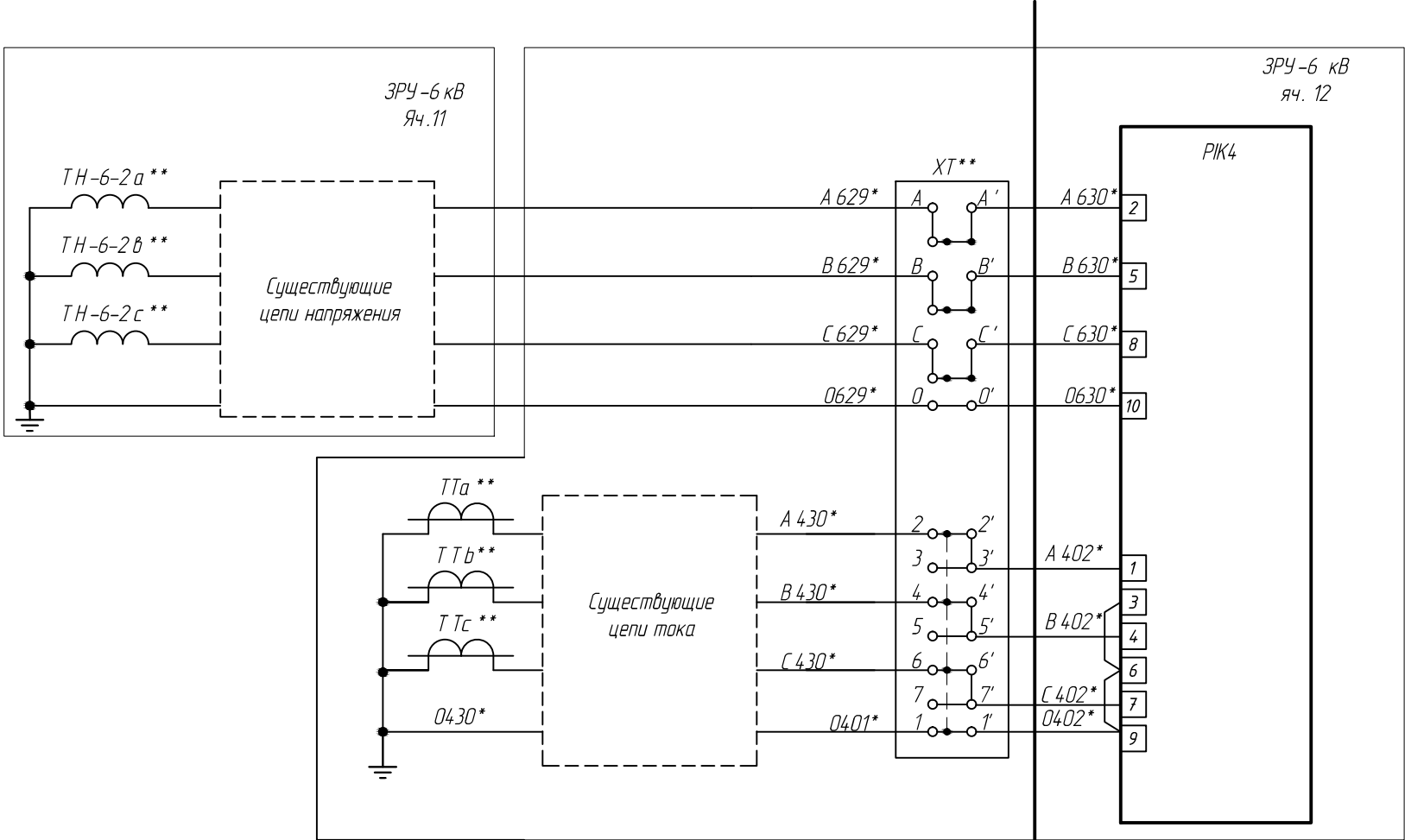
По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.РД)

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** – существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.РД.С5.01	Лист
							3
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Присоединение яч.12 ВВ-6-Т-2



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ "Романовская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.РД)

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** - существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

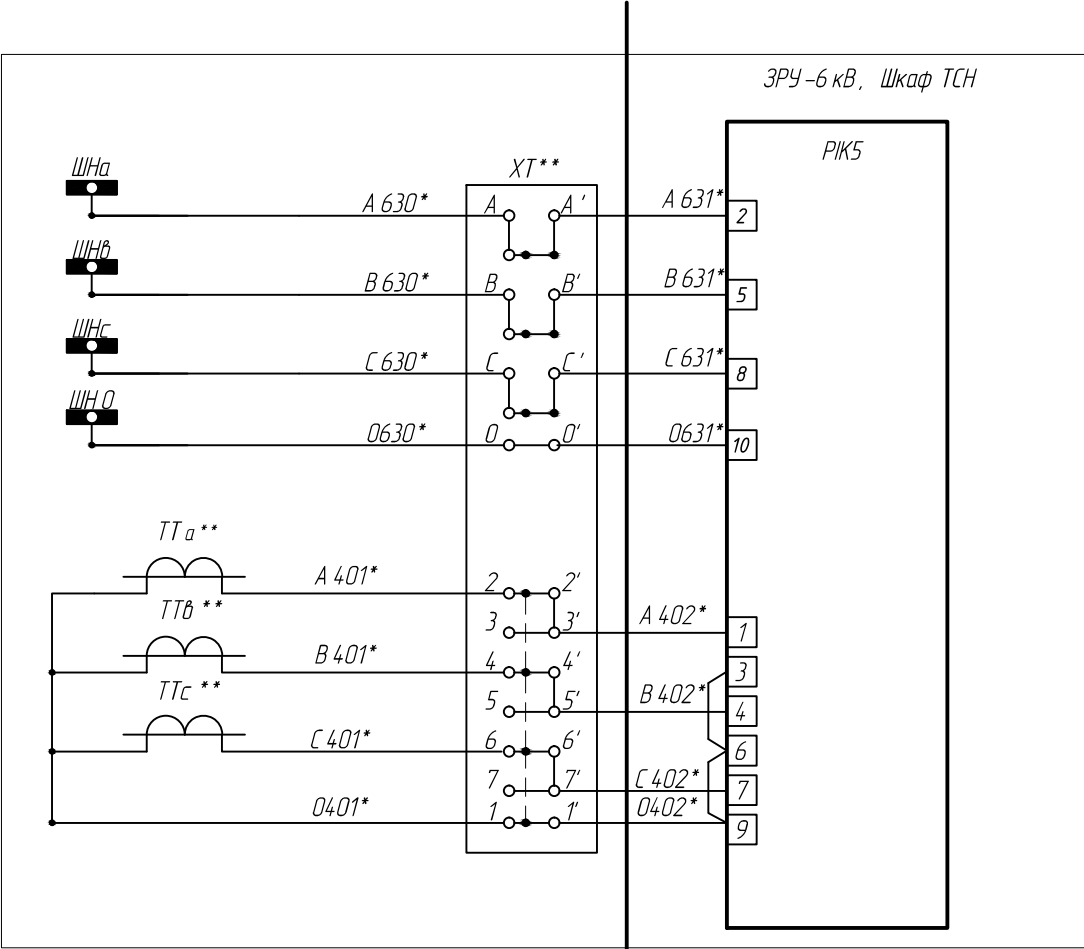
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.РД.С5.01

Лист

4

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Присоединение ТСН



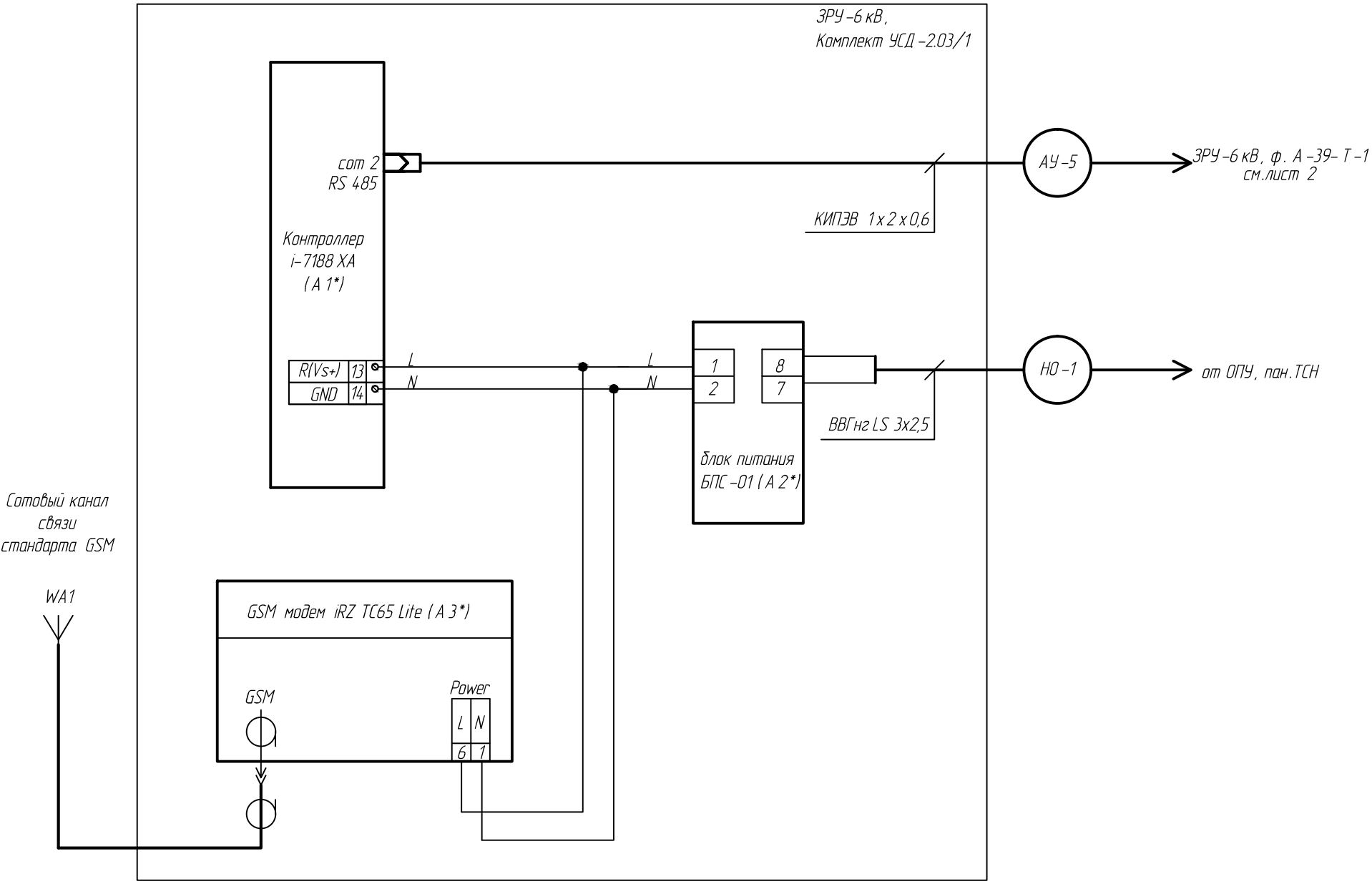
Существующее оборудование ПС 35/6 кВ "Романовская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02..РД)

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

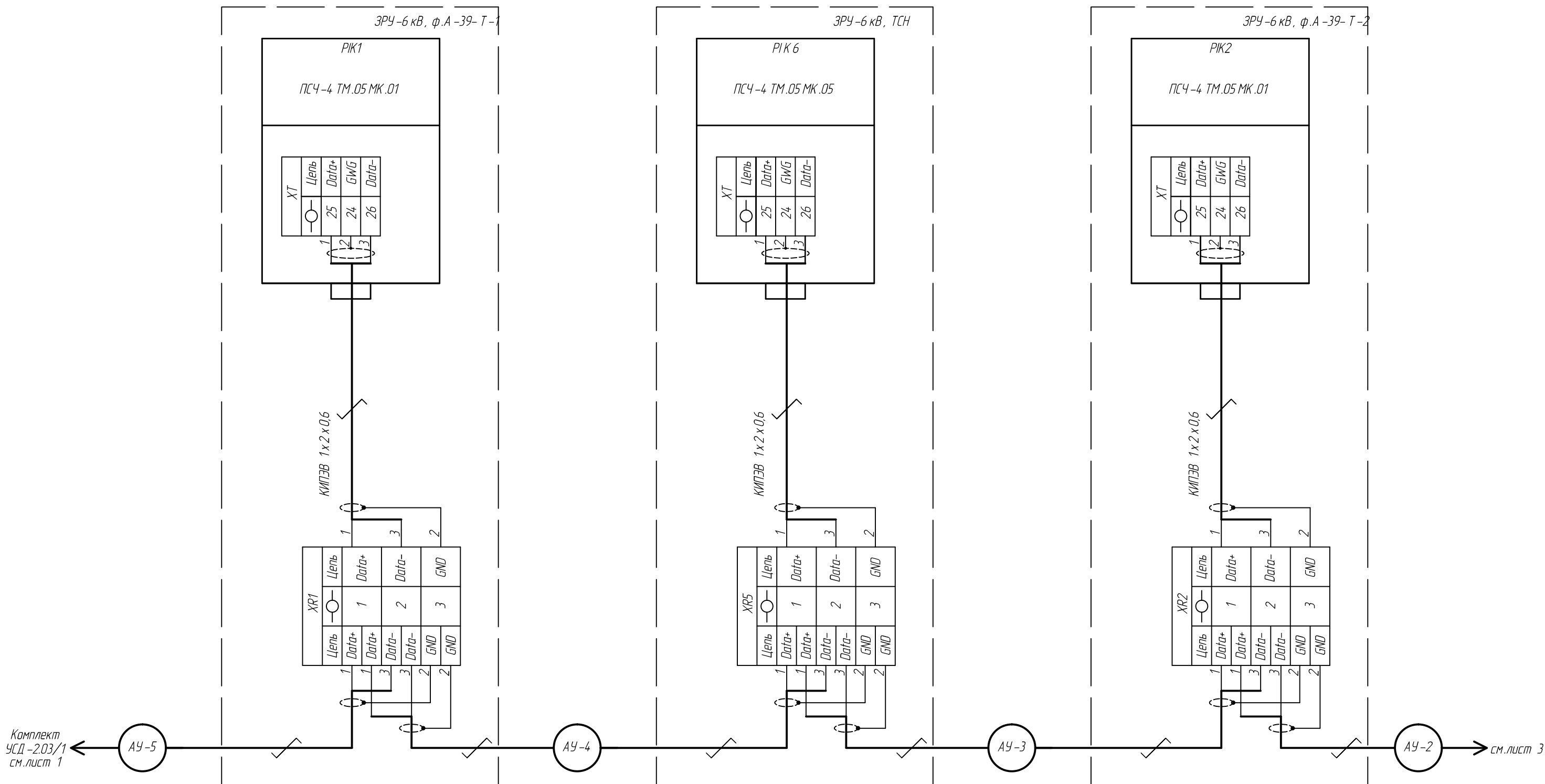
						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.С5.01	Лист
							5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.

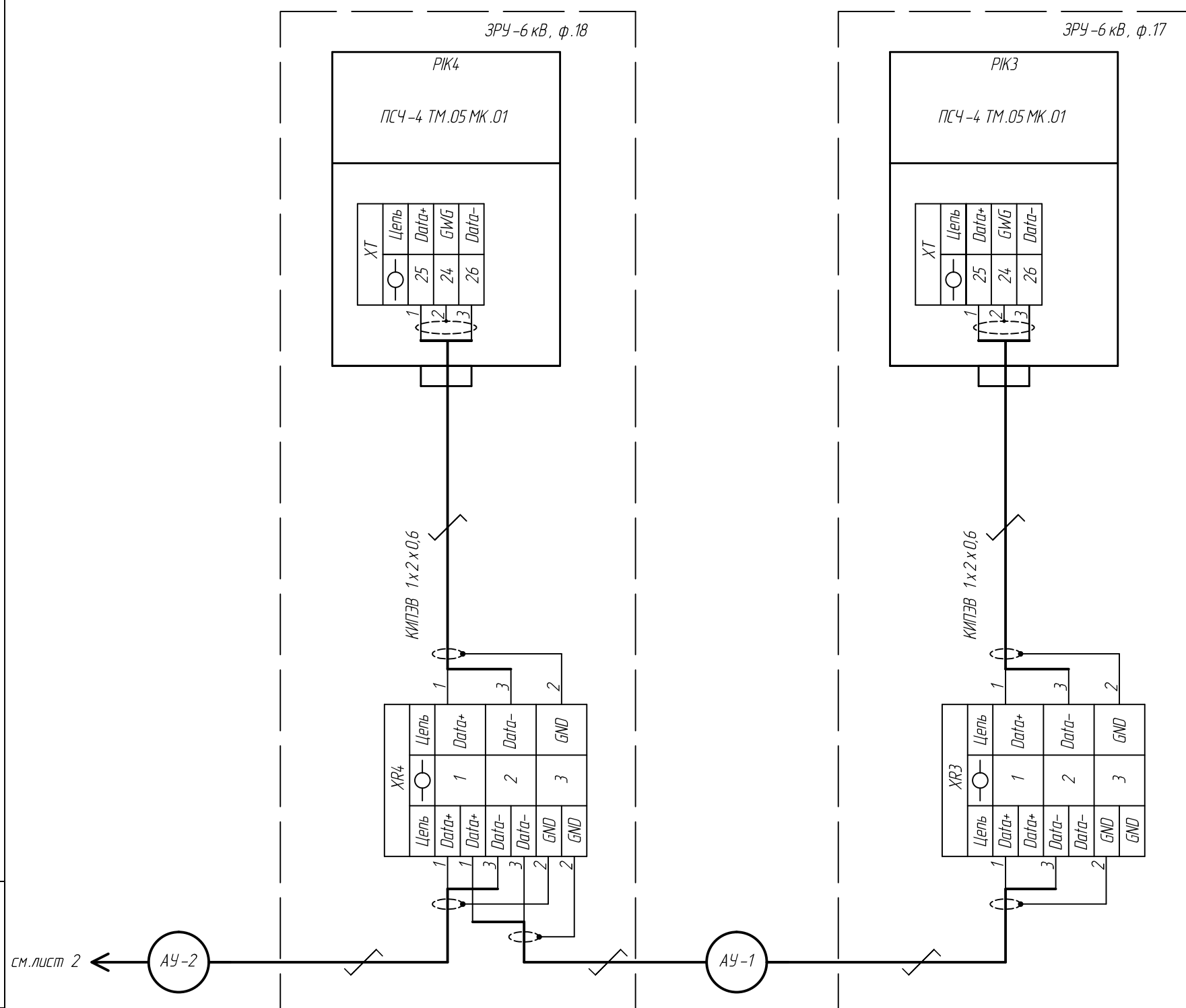
						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.С 5.02			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Романовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Лозгашева			2020		Р	1	5
Провер.		Козлов			2020	Схема подключения информационных цепей	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №



						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.РД.С5.02	Лист
							2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

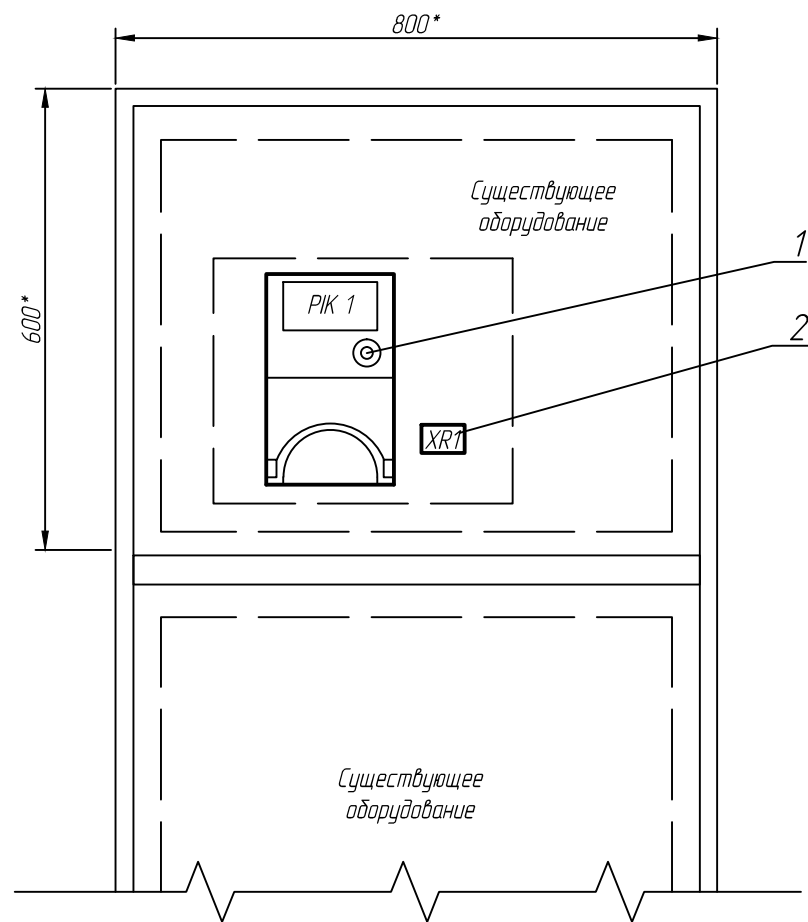


Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.РД.С5.02

Формат А3

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –6 кВ, Шкаф ввода секция №1



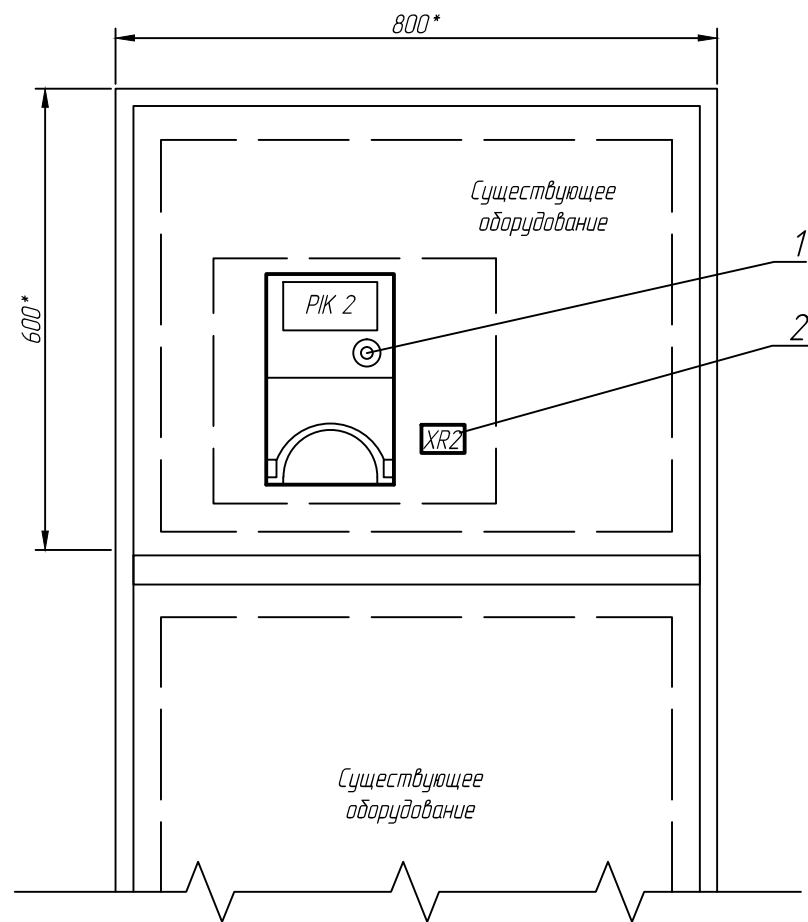
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК 1	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	1	
2	ХР 1	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.02.РД.СА			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Романовская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Лозгашева			2020		Р	1	5
Провер.		Козлов			2020	Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –6 кВ, Шкаф ввода секция №2



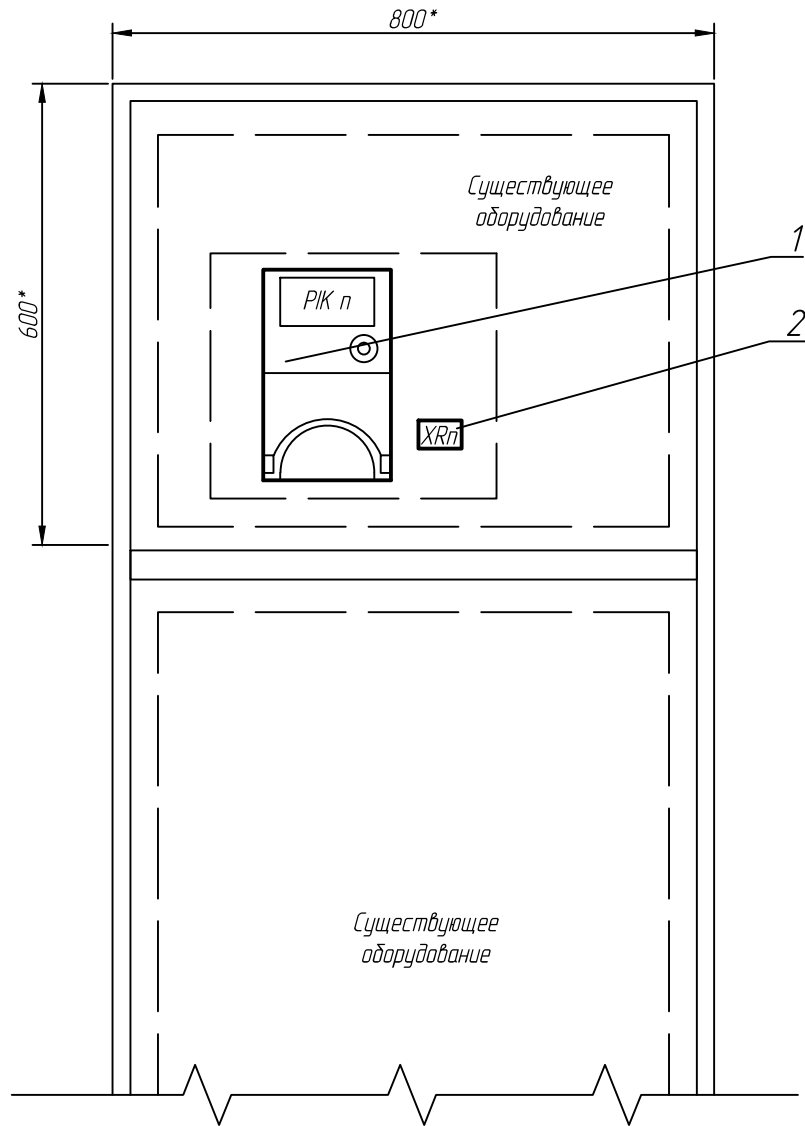
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/К 2	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR 2	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

- Утолщенной линией показана вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.РД.СА	Лист
							2

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –6 кВ, ф. N



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/К n	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR n	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

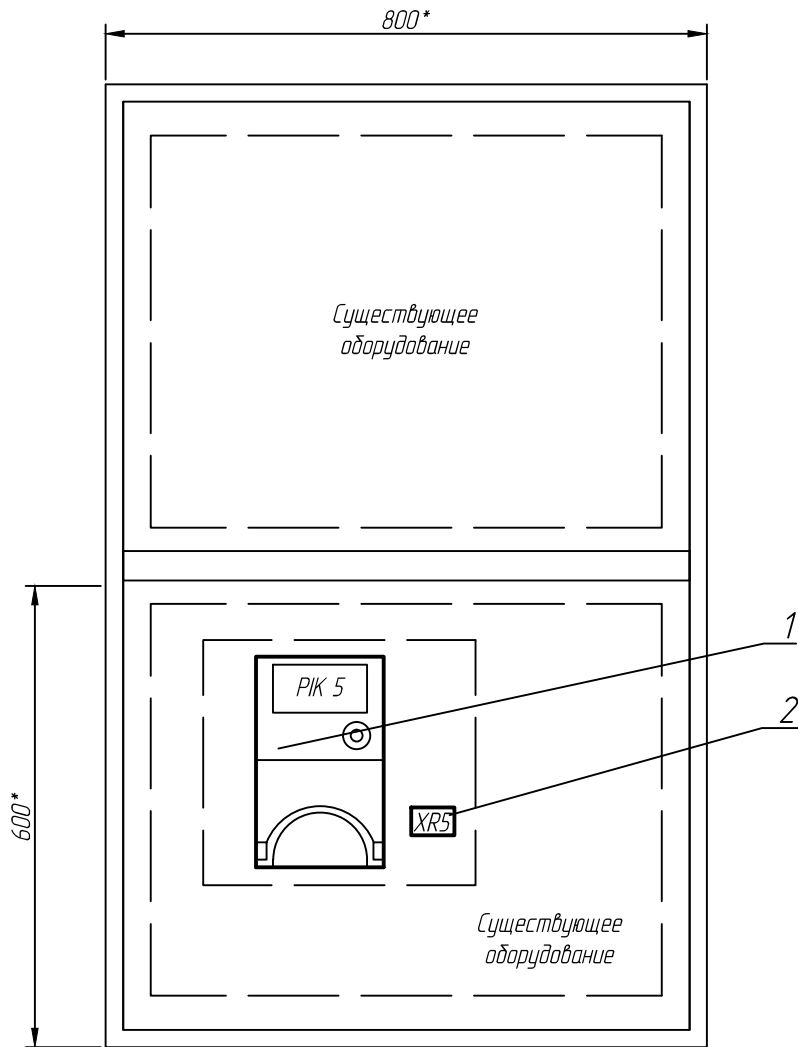
Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	Р/К n
яч.1 ВВ –6– Т –1	3
яч.1 ВВ –6– Т –2	4

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.

Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

Чертеж установки счетчиков
электрической энергии
ЗРУ-6 кВ
Шкаф ТСН



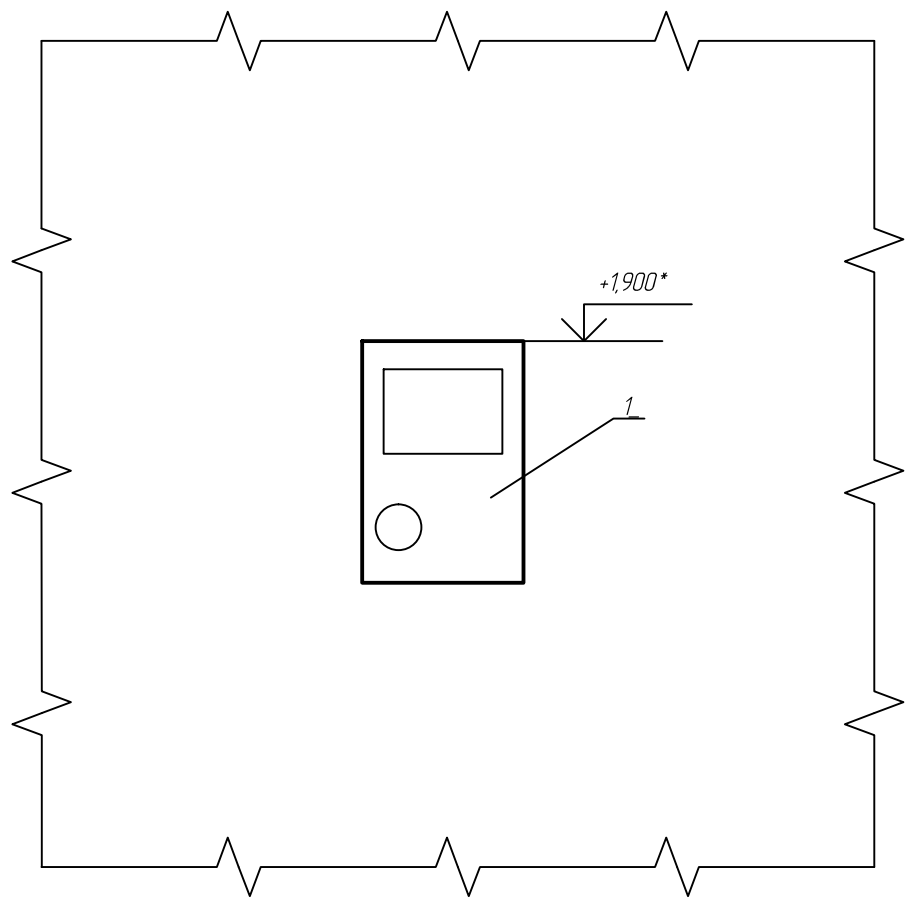
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK 5	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	1	
2	XR 5	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

- Утолщенной линией показана вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
- Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.РД.СА	Лист
							4
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Комплект УСД -2.03/1	1	
2		Дюбель -звезда 6 х 40	4	

Чертеж установки УСД -2.03/1



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
4. Точное место установки определить исходя из удобства монтажа.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.РД.СА

Лист

5

				Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы	Примечания						
				1	2	3	4	5	6	7	8	9						
					<u>Монтаж в ПС</u>													
					<u>Приборы</u>													
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(57,7-115)/(100-200)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	4								
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(120-230)/(208-400)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	1								
					Комплект УСД-2.03/1	УСД-2.03/1		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	1								
					<u>Электроаппаратура</u>													
					Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт	5								
					<u>Кабели и провода</u>													
					Кабель для интерфейса RS-485 (витая пара)	КИПЭВнг (А)-LS 1х2х0,6		НПП "Спецкабель"	м	100								
					Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 3х2,5	ГОСТ Р 53769-2010			м	30								
					<u>Монтажные материалы</u>													
Согласовано					Труба гофрированная ПНД, d=20мм			"TDM Electric"	м	10								
					Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16				шт	35								
					Ремешок -хомут 300х4,8 (JSS 4,8х300)	JSS 4,8х300			шт	50								
					Дюбель-гвоздь 6х40				шт	4								
					Бирка кабельная маркировочная У134 У3.5	У134 У3.5			шт	12								
	Взам. инв. №																	
	Подпись и дата																	
	Инв. № подл.																	
1. Монтажные материалы допускается заменять на аналоги.													ИЭТ.83.2020.0ЭСК.02.РД.В4					
															АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
							Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						
							Разраб.	Логашева				2020	ПС 35/6 "Романовская"		Страница	Лист	Листов	
							Проверил	Козлов				2020			Р		1	
							Н.контр.						Спецификация оборудования, изделий и материалов		ООО "Инэнерготех"			
Утв.	Савченко				2020													
													Копировал			Формат А3		

Согласовано		
Взам. инв. №		
Подп. и дата		
Инв. № подл.		

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.01.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД	Техническая документация	46		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.01.РД	Рабочая документация	13		

Технические решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правил взрывобезопасности, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

Главный инженер проекта

А.В.Савченко

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.01.ВД		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Логашева				АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 110/6кВ «Гусинская» Ведомость технорабочего проекта	Стадия	Лист
Пров.		Козлов					ТП	1
							ООО "Инэнерготех"	
Н.контр.								
Утв.		Савченко						

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

*“Создание автоматизированной информационно-измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 110/6 кВ “Гусинская”

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*




ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

Взам. инв. №								
Подп. и дата								
Инв. № подл.						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД		
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
	Разраб.	Логашева						
	Пров.	Козлов						
	Н.контр.							
Утв.	Савченко							
						АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 110/6кВ "Гусинская"		
						Ведомость ТД		
						Стадия	Лист	Листов
						ТП	2	46
						ООО "Инэнерготех"		

Раздел 1. Пояснительная записка

1.1 Наименование проектируемой системы и наименования документов, на основании которых ведется проектирование системы

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 110/6кВ "Гусинская".

Технорабочий проект выполнен на основании:

- Федеральный закон РФ от 27.12.2018 №522-ФЗ;
- Договор № 83/2020 от 24.08.2020 на создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК».

1.1 Краткая характеристика объекта

ПС 110/6кВ "Гусинская" находится в Кемеровском районе, в 30 км севернее г. Берёзовский и имеет распределительные устройства 110 и 6кВ.

ОРУ-110кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным переключателем.

ЗРУ-6кВ кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным выключателем.

В целях присоединений 6кВ установлены трансформаторы тока типа ТОЛ-10 класса точности 0,5 и трансформаторы напряжения типа ЗНОЛП-СВЭЛ-6М класса точности 0,5.

На подстанции имеется существующая система АИИС КУЭ.

1.2 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электро-энергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды под-станции.

Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспе-чение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнер-гию) с вышестоящими уровнями;
- обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к еди-ному календарному времени.

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					ИЗТ.83.2020.ОЭСК.01.ТД		Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3

- выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;
- оценки, локализация, поиск потерь электроэнергии;
- формирования всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

Основные функции АИИС КУЭ:

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСПД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСПД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

1.3 Описание процесса деятельности

Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 110/6кВ "Гусинская" представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.

Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.</p> <p>Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом</p>						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД			Лист
									4

индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи GPRS и GPRS.

14 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Проектные решения, принятые в технорабочем проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, норм электробезопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

15 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Правила устройства электроустановок ПУЭ, седьмое издание с изменениями и дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ.

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Normоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 12.1030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

ГОСТ 12.2007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.

ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.

ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.</p> <p>ГОСТ Р 21.101–2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.</p> <p>ГОСТ 12.2.007.0–75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.</p> <p>ГОСТ 19.101–77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.</p> <p>ГОСТ 20.39.108–85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.</p> <p>ГОСТ 21.101–97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 21.110–95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.01.ТД		Лист
								5

ГОСТ 21404–85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21406–88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

ГОСТ 24.302–80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем.

ГОСТ 24.303–80 Система технической документации на АСУ. Обозначения условные графические технических средств.

ГОСТ 24.304–82 Система технической документации на АСУ. Требования к выполнению чертежей.

ГОСТ 27.002–89 Надежность в технике. Основные положения. Термины и определения.

ГОСТ 30.001–83 Система стандартов эргономики и технической эстетики. Основные положения.

ГОСТ 34.003–90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения.

ГОСТ 34.201–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды, комплектность и обозначение документов, при создании автоматизированных систем.

ГОСТ 34.602–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Техническое задание на автоматизированные системы.

ГОСТ 34.603–92 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы управления. Виды испытаний автоматизированных систем.

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14254–96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

ГОСТ 21958–76 Система «человек–машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования.

ГОСТ 25861–83 Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний.

ГОСТ 26035–83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206–94 Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).

ГОСТ 30207–94 Статические счетчики ватт–часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).

ГОСТ Р 8.563–96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

ГОСТ Р 8.596–2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ Р 50377–92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.

ГОСТ Р 50739–95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51275–99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.

ГОСТ Р 51318.22–99 (СИСПР 22–97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ГОСТ Р 8.596–2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.</p> <p>ГОСТ Р 50377–92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.</p> <p>ГОСТ Р 50739–95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.</p> <p>ГОСТ Р 51275–99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.</p> <p>ГОСТ Р 51318.22–99 (СИСПР 22–97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.</p>					
			ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	6		

РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

РД Государственной технической комиссии при Президенте РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

РМГ 29-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1.019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

16 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

Для эксплуатации системы должен быть сформирован оперативный персонал. Оперативный персонал разделяется на пользователей системы и эксплуатационный персонал.

Пользователями системы являются лица из числа оперативного и административно-технического персонала ООО «ОЭСК».

К эксплуатации АИИС КУЭ допускается персонал, изучивший документацию, прошедший обучение и инструктаж. Для обслуживания допускается персонал с группой допуска ПТБ не ниже III.

Эксплуатационный персонал АИИС КУЭ комплектуется в период опытной эксплуатации и назначается приказами по предприятию.

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 –Перечень категорий работников и число штатных единиц

Должность	Количество специалистов
Системный администратор	1
Инженер по обслуживанию оборудования	1
Техник-электромеханик	2

Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ

Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС. КУЭ.

Взам. инв. №		должность	количество специалистов				
		Системный администратор	1				
		Инженер по обслуживанию оборудования	1				
		Техник-электромеханик	2				

Подп. и дата		<p>Системный программист-администратор –поддерживает работу программного обеспечения и компьютеров на всех уровнях.</p> <p>Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ</p> <p>Техник-электромеханик – обеспечивает техническое обслуживание и ремонт компонентов АИИС. КУЭ.</p>					

Инв. № подл.									ИЭТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД	Лист
										7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

1.7 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИБК, ИБКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД	Лист
										8
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

энергии;
— осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
— выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
— обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
— осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;

- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверка наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

1.8 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

Система функционирует в трех режимах: штатном, сервисном и ремонтном.

Штатный режим работы:

В штатном режиме все компоненты АИИС КУЭ работают в заданных режимах. Измерение и расчет потребления электрической энергии производится с заданным классом точности. Сбор и обработка информации производится в автоматическом режиме. Отсутствуют диагностические сообщения об ошибках в счетчиках и оборудовании передачи данных. Оборудование функционирует круглосуточно, при этом не требуется вмешательство обслуживающего персонала.

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КУЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.

При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.

Ремонтный режим работы

В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.

Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Результаты измерения счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.</p> <p>Ремонтный режим работы</p> <p>В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.</p> <p>Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.</p> <p>Диагностика и проверка работоспособности системы</p> <p>Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:</p>							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		9

технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;
компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;
на компьютерах установлено программное обеспечение.

Для проверки правильности работы системы необходимо подать питание на все компоненты комплекса, запустить соответствующее ПО и убедиться в правильности работы АИИС.

1.9 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КЧЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КЧЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

Измерение физических величин производится автоматически в соответствии с методикой выполнения измерений. Данная функция реализуется в счетчике электрической энергии.

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

Класс точности счетчиков должны быть не хуже 1 – для счетчиков непосредственного включения и 0,5S – для счетчиков трансформаторного включения.

1.10 Решения по установке и монтажу оборудования

Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.

Установка счетчиков электроэнергии.

Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.

Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.

Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные кородки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Установка счетчиков электроэнергетики.</p> <p>Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.</p> <p>Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.</p> <p>Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.</p>																	
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД		Лист 10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата															

После установки и подключения проводов на счетчик, с использованием коробки испытательной переходной, необходимо подать напряжение (нагрузку) и убедиться в правильности подключения и работы счетчика.

После проверки работы счетчика следует опломбировать винты крышки клеммника и смотровое окно счетчика в установленных местах. Опломбировать коробку испытательную переходную.

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

Выходными данными АИИС КУЭ являются отчетные документы и электронные файлы, содержащие значения потребленной активной и реактивной электроэнергии объектов, необходимые служебные документы.

1.11 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

Проектируемая АИИС КУЭ создается в рамках проведения работ по созданию АИИС КУЭ ОАО «ООО «ОЭСК».

Для приведения распределительных сетей к состоянию, отвечающему требованиям технического задания, необходимо произвести следующие действия:

- обеспечить метрологическую поверку измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- установить счетчики электроэнергии согласно чертежам рабочей документации;
- обеспечить защиту оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- организовать информационное взаимодействие всех компонентов системы;
- в местах установки оборудования обеспечить условия эксплуатации в соответствии с техническими характеристиками (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД	Лист
								11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС 110/6кВ "Гусинская", ф. №6 ВВ6-Т-2	ПСЧ-4ТМ.05.МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, яч. 6	ТОЛ-10	1000/5	ЗНО/ЛП-СВЭЛ-6М	6300/100
2	ПС 110/6кВ "Гусинская", ф. №17 ВВ6-Т-1	ПСЧ-4ТМ.05.МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, яч. 17	ТОЛ-10	1000/5	ЗНО/ЛП-СВЭЛ-6М	6300/100

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД	Лист
							12

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет три уровня.

Первый ИИК (нижний) уровень

Уровень измерительно-информационных комплексов точек учета (уровень ИИК). ИИК – функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.

Данный уровень осуществляет полный цикл автоматического сбора привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии в точках присоединений с заданной дискретностью измерений, обработки, хранения информации.

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД	Лист
											13
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

Уровень информационно-вычислительного комплекса (Уровень ИБК). ИБК – Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИИК.

ИБК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации.

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

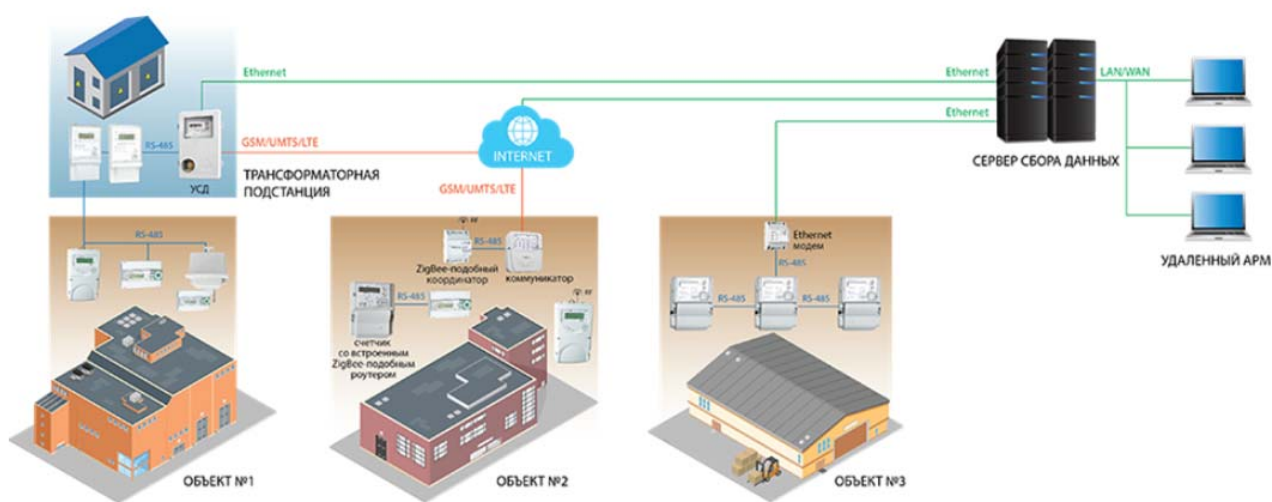
- *Считывание с электросчетчиков:*
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- *Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.*
- *Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).*
- *Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.*
- *Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).*
- *Считывание журнала событий УСД.*
- *Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.*

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).Считывание журнала событий УСД.Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.							
									ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД	Лист
										14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.01.ТД	Лист	
							15	

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД	Лист	
							16	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Информационное обеспечение АИИС КУЭ представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы. Посредством используемых технических средств ПО создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

- информацию о фактических перетоках электроэнергии на точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчётах;
- техническую информацию, позволяющую свести баланс, а также обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал;
- служебную информацию о текущем состоянии средств учёта.

Помимо этого, ПО обеспечено необходимой сопроводительной, эксплуатационной, нормативно-справочной (на программном уровне) и нормативно-технической документацией.

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

- регламентирующих работу АИИС КУЭ;
- регламентирующих работу обслуживающего персонала АИИС КУЭ;
- методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;

2) информации, которая образуется в процессе функционирования АИИС КУЭ:

- измеренные величины;
- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АИИС КУЭ;
- отчетная и диагностическая информация.

ПО обеспечивает хранение коммерческой и технической информации. База данных отвечает требование повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на немашинное и внутримашинное.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.								
<p>4.2 Организация информационного обеспечения</p> <p>Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.</p> <p>Организация информационного обеспечения в АИИС КЧЭ изображена на рисунке 4.1.</p>										
									ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД	
									Лист	
									17	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

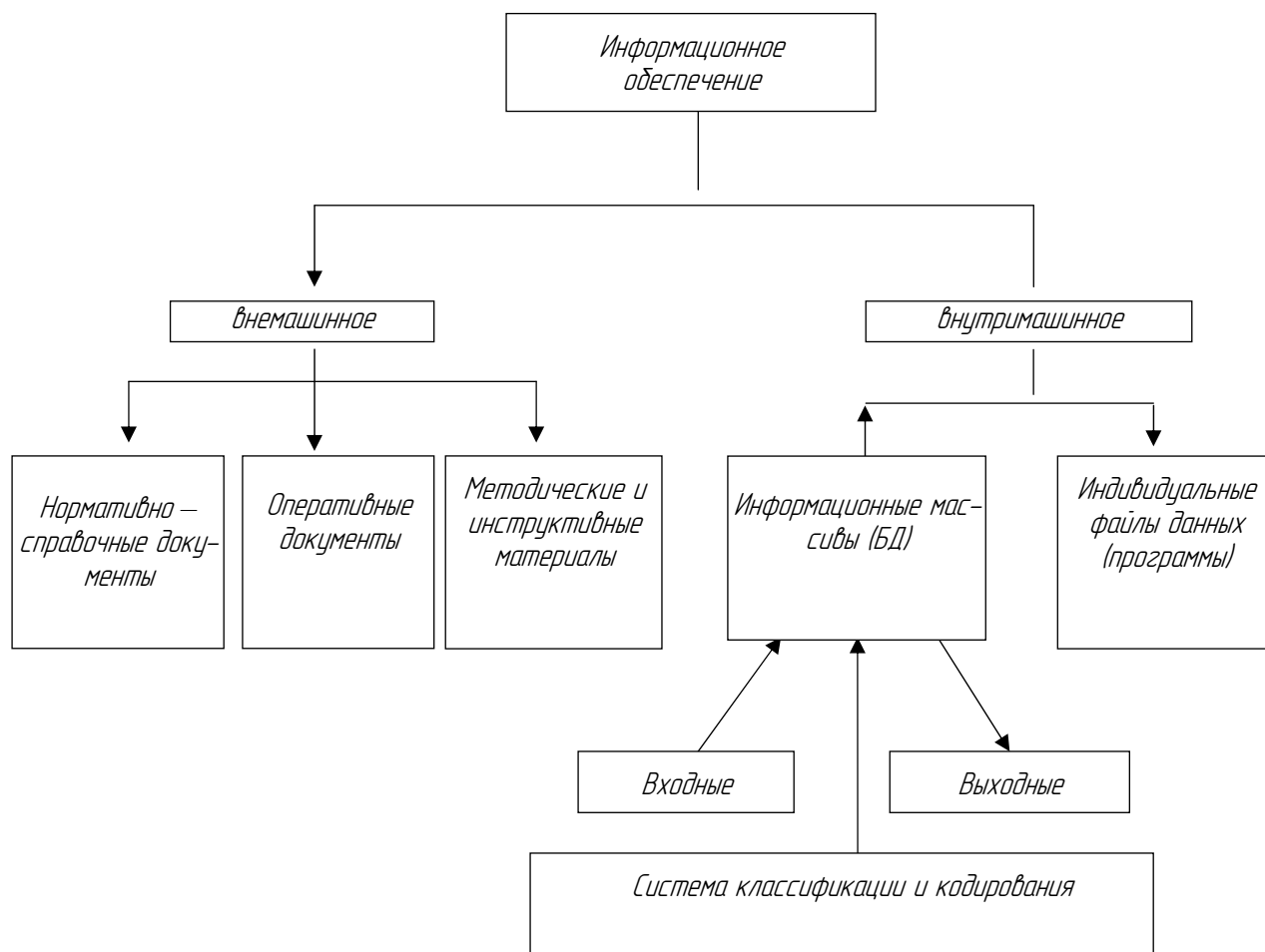


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу технической и технологической информации согласно схеме, показанной на рисунке 4.2.

В системе представлена следующая информация:

- техническая об измеренных значениях;
- технологическая о состоянии объекта и элементов АИИС;
- служебная, содержащая внутренние настройки системы.

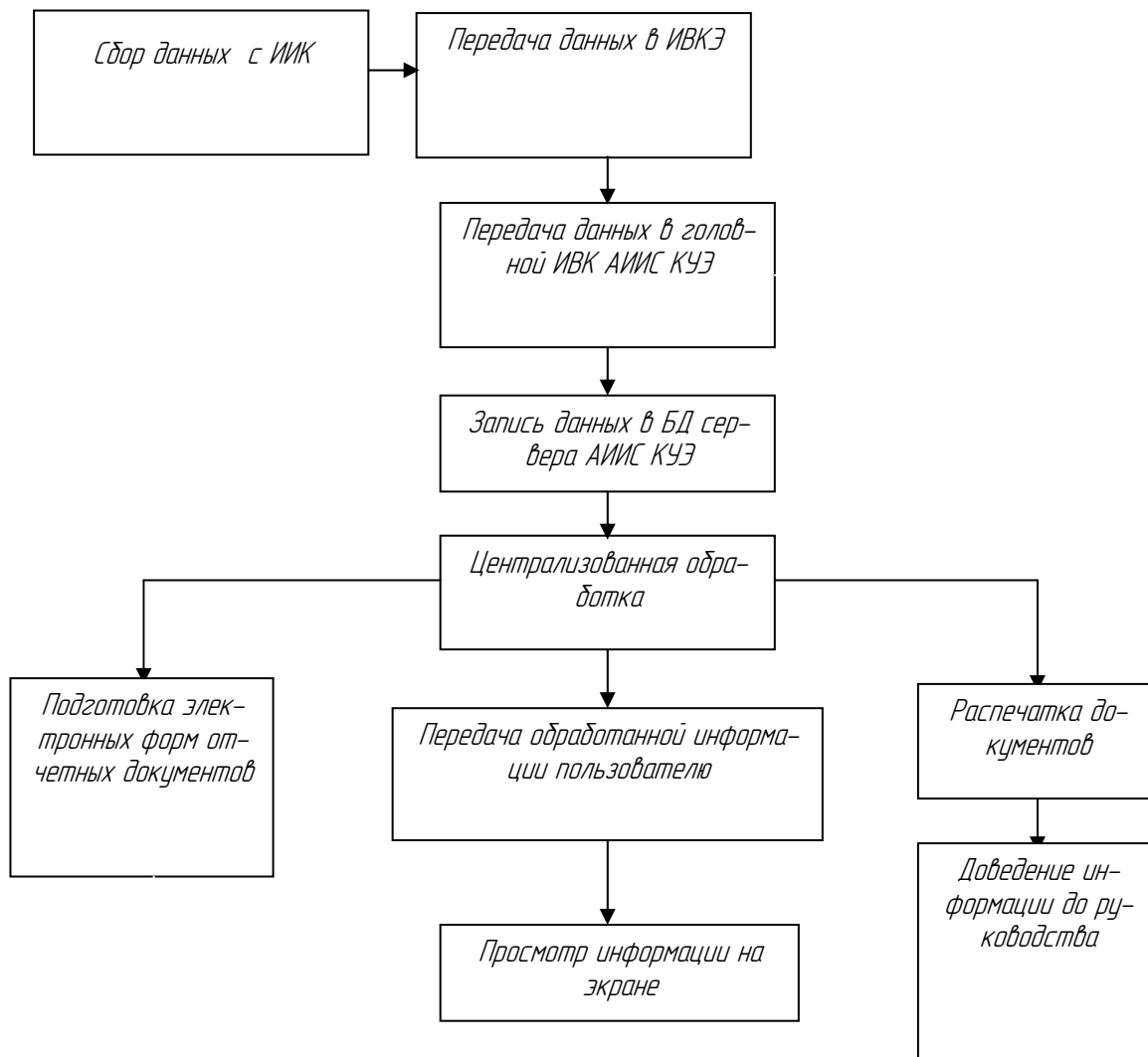


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем. Переданная информация размещается в БД. На основании информации, находящейся в БД, оператор может:

- осуществлять контроль за потребляемой и потребленной электроэнергией;
- осуществлять контроль за состоянием оборудования;
- формировать отчеты;
- формировать данные для передачи другим субъектам рынка.

4.4 Организация внемашиной информации

Внемашина информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД	Лист
							19

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АИИС КУЭ и выполнения всех, возложенных на нее функций. Внутримашинная информация состоит из индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных системы (базы данных АИИС).

Программы, использованные в АИИС КУЭ, находятся на «жестких» дисках.

База данных АИИС находится на «жестком» диске сервера баз данных.

Программы АИИС обеспечивают выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации пользователю в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД				20

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствует ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках \square до 144;

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА						Лист
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии						
Подп. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).						21
	Тарификатор:						
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД			22

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>нему, заднему фронту или обоим фронтам);</p> <ul style="list-style-type: none">как вход телесигнализации. <p>Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:</p> <ul style="list-style-type: none">ограничения мощности нагрузки;ограничения энергии за сутки;ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);контроля напряжения сети;контроля температуры счетчика;							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД	Лист
										23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД			24

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с U _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД	Лист
							25

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \delta \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_0}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \delta \leq I < I \delta$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД		Лист
											28
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4 ТМ.05МК.01 относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>22261-94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.</p> <p>В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температу- ра в зимнее время не ниже 0°С.</p> <p>5.6 Защита от несанкционированного доступа</p> <p>Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.</p> <p>Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.</p>						
									Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.01.ТД			

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналаобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

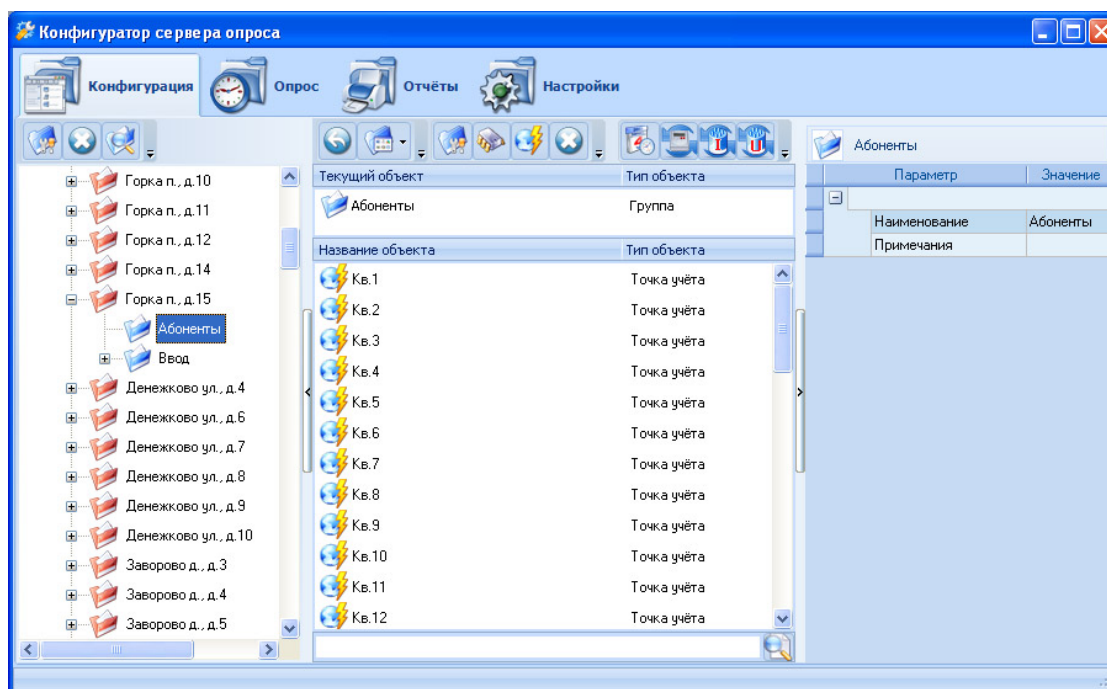
Инд. № подл.	Подл. и дата	Взам. инд. №

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

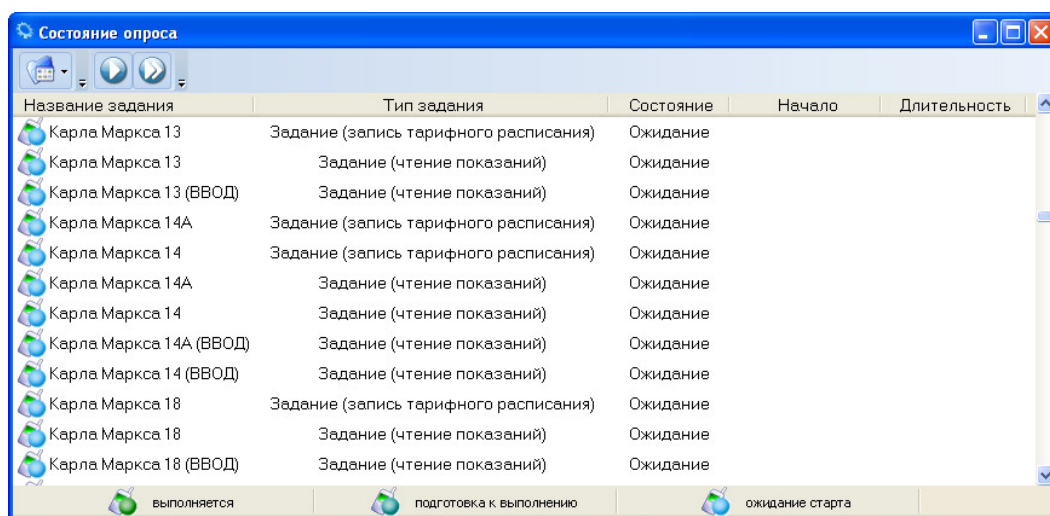
Сервер Опроса

Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса, данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



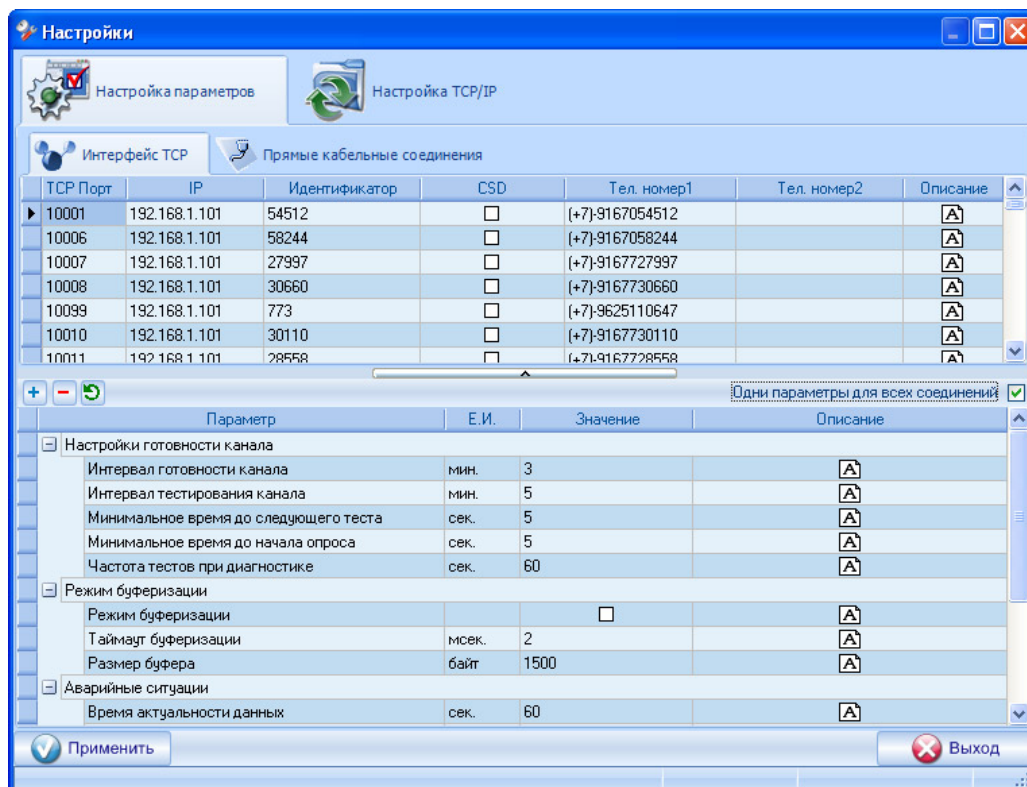
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.01.ТД

Лист

32

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф	Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.307	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	2	372	418	46

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	653	910	65

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД

Лист

33

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

В соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101-94» на стадии проектирования должна определяться погрешность измерительных комплексов (каналов) и обеспечиваться ее минимизация.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, необходимых для обеспечения достоверности измерений.

Метрологическое обеспечение измерений регламентируется нормативными и методическими документами (Законы РФ, Гражданский кодекс РФ, стандарты, правила, положения, инструкции, рекомендации, указания, ведомственные приказы и др.).

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ определяются условиями эксплуатации оборудования, классом точности трансформаторов тока, напряжения, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

На каждый элемент в составе АИИС КУЭ (измерительный трансформатор, счетчик электроэнергии, УСПД) необходимо иметь документ, нормирующий его метрологические характеристики. Счетчики, УСПД и измерительные трансформаторы должны иметь сертификаты об утверждении типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Должны быть проведены работы по поэлементной поверке СИ, а также работы по поверке АИИС КУЭ уровня ИИК и ИВКЭ в целом.

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МИ электроэнергии (мощности) и МИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете. Разработку МИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563, РД 153-34.0-11 и МИ 2808;
- метрологическую экспертизу технической документации АИИС КУЭ;
- утверждение типа и испытания АИИС КУЭ с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441 (если АИИС КУЭ не создается на базе типовой системы, зарегистрированной в Государственном реестре СИ);
- поверку АИИС КУЭ;
- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;
- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">- поверку АИИС КУЭ;- метрологический надзор за монтажом, наладкой и состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ в целом;- метрологический надзор за аттестованными МИ, соблюдением метрологических правил и норм.									
			<p>7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока</p> <p>Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.</p> <p>Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.</p>									
										ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД		Лист
												34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой счетчиками электро-энергии, измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТТ, ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее – ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АИИС КУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерения времени каналов системы должны быть не более ± 5 с за сутки (при доверительной вероятности, равной 0,95).

7.5 Требования безопасности

При выполнении измерений требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94 и ГОСТ 12.1038-82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

Требования безопасности устройств сбора и передачи данных и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

Корпуса устройств (блоков), шкафов и панелей должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

7.6 Контроль точности результатов измерений

Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.

Задачами контроля точности являются проверки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).</p> <p>Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.</p> <p>7.6 Контроль точности результатов измерений</p> <p>Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, а также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АИИС КУЭ.</p> <p>Задачами контроля точности являются проверки:</p>							
									ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		35

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы по проверке соответствия погрешности измерений нормам точности.

Оперативный контроль точности проводят:

- если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов;
- при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);
- при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;
- при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;
- при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;
- после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов;
- после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;
- после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

Общая относительная погрешность измерительного канала АИИС КУЭ (для расчетного учета электроэнергии) имеет величину не более: $\delta_w = \pm 2,9$ при $I_f(5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_f(20-120)\%$ от $I_{ном}$ (при доверительной вероятности $p=0,95$), что соответствует требованиям к погрешности измерений электрической энергии (расчетного учета) и требованиям Технического задания.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

Фактические значения относительных погрешностей измерительных комплексов будут определены при проведении поверки АИИС КУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.01.ТД	Лист	
							36	

Приложение А Номера регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

<i>Элемент системы</i>	<i>Тип</i>	<i>Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений</i>
<i>Счетчик</i>	<i>ПСЧ-4 ТМ.05.МК</i>	<i>62838</i>

<i>Инд. № подл.</i>	<i>Подп. и дата</i>	<i>Взам. инв. №</i>

						<i>ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД</i>	<i>Лист</i>
							<i>37</i>
<i>Изм.</i>	<i>Колуч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

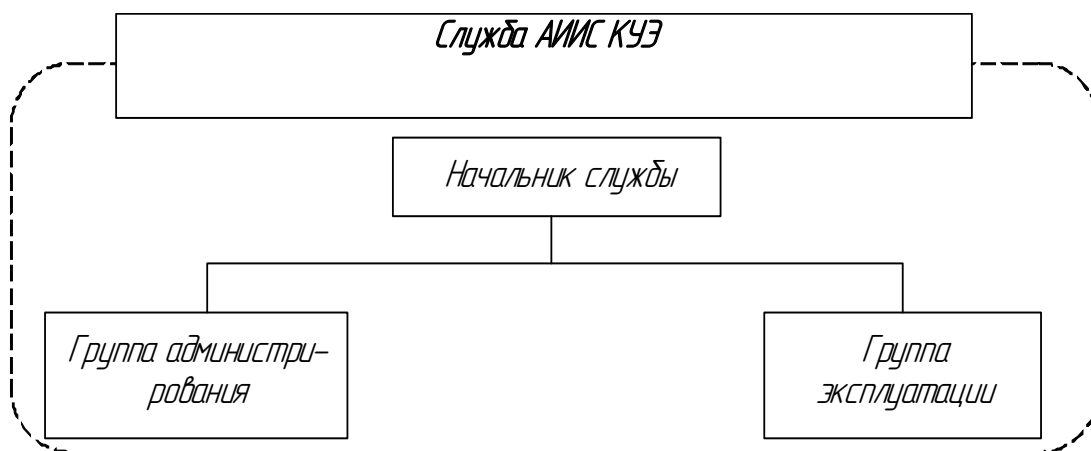


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

Описание организационной структуры подразделений, создаваемых с целью обеспечения функционирования АИИС КУЭ

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

1. начальник службы;
2. группа администрирования;
3. группа эксплуатации.

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

- координация и контроль работы групп администрирования;
- контроль коммерческих данных в соответствии с регламентами и Инструкциями;
- контроль полноты, корректности и своевременности поступления коммерческих данных в соответствии с Инструкциями;
- внешний осмотр оборудования и мест пломбирования КТС АИИС КУЭ в соответствии с Инструкциями.
- обеспечение полноты и достоверности информации по учету электроэнергии в базе данных ИВКЭ и ИВК;

Основные функции группы эксплуатации:

- контроль работоспособности АИИС КУЭ по коммерческой и технологической информации, обеспечение полноты и своевременности поступления технологической информации;
- проведение аварийных и плановых работ на КТС АИИС КУЭ;
- проведение работ по модернизации КТС АИИС КУЭ;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД	Лист
							38

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС КУЭ в соответствии с проектной документацией.

Выполнение функций эксплуатационного персонала АИИС КУЭ может быть возложено на имеющийся персонал электротехнической службы, служб организации обслуживающей подстанцию. При этом должны быть внесены соответствующие изменения в должностные инструкции персонала.

Ответственным за передачу информации на серверы верхнего уровня другим заинтересованным организациям должен быть назначен администратор АИИС КУЭ.

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

- просматривать информацию в БД;
- запрашивать информацию об электроэнергии по отдельному счетчику или по группе за любой период времени;

Специалисты, допущенные к работе по обработке результатов измерений (пользователи системы) должны иметь высшее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности инженера по АСУ ТП, инженера – электрика, либо среднее профессиональное (инженерно-экономическое или техническое) образование и стаж работы в должности техника ВЦ (ИВЦ), техника-программиста.

Персонал АИИС КУЭ подготавливается к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации.

К обслуживанию АИИС КУЭ допускается персонал, проинструктированный по технике безопасности и имеющий соответствующую группу по электробезопасности.

К выполнению работ связанных с измерением электроэнергии допускаются лица, прошедшие проверку знаний по «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ» или «Правилам эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок», «Межотраслевым правилам по охране труда (Правилам безопасности) при эксплуатации электроустановок», имеющие группу по электробезопасности не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД	Лист
										39
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. АИИС КУЭ состоит из:

- ИИК в количестве 2 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

Согласно ГОСТ 27.002–89 критерием отказа является признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и конструкторской документации. При расчете показателей надёжности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЭ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии;
- УСПД.

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003–90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	2

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

Выбор номенклатуры показателей надёжности произведён согласно ГОСТ 27.003–90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

Измерительные ТТ и ТН относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям, стареющим, неремонтопригодным. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка до отказа и срок службы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									40
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД

Счётчики электроэнергии относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

Щкаф УСПД относятся к изделиям конкретного назначения вида I, непрерывного длительного применения, восстанавливаемым, обслуживаемым, переход которых в предельное состояние не ведёт к катастрофическим последствиям. Таким образом, выбираем номенклатуру показателей надёжности: средняя наработка на отказ и среднее время восстановления.

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЭ, оцениваются следующие показатели надёжности:

- а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:
средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;
средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.
- б) для счетчиков электроэнергии:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;
среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.
- в) для системы шкафов УСПД:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;
время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

Для подтверждения требуемого уровня надёжности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надёжности.

Расчет показателей надёжности ИИК

ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надёжности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надёжности приведены в таблице.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЗ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>					
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД		Лист
								4 1

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	2	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	Паспорт

Для системы устанавливается срок службы 20 лет (175200 часов).

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИМК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	2	165000	0,0000121
Итого для ИМК					0,0000121

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИБКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИБКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

$$\lambda_i = \frac{1}{T_i}, \quad (1)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	ИЗТ.83.2020.03СК.01.ТД						Лист
									42
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

$$\lambda = \sum \lambda_i, \quad (2)$$

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2}{\lambda_1 + \lambda_2}. \quad (3)$$

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}}$$

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

Интенсивность отказов АИИС КУЭ равна сумме интенсивностей отказов ИИК, ИВКЭ.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0000183712$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 54433 \text{ ч.}$$

Показатель коэффициента готовности элемента (отношение времени исправной работы компонента или системы к общему времени работы компонента или системы) определяется по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$$

$$K_r = 54433 / (2 + 54433) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$					
			$K_r=544.33/(2+544.33)=0,99.$					
			<p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД		Лист
								43

ходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

- счетчик проводит автоматическую самодиагностику правильности работы и при выявлении причин, которые могут повлиять на его правильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждений;

Для увеличения надежности счетчика его монтаж и эксплуатацию следует производить в соответствии с Руководством по эксплуатации на счетчик, также необходимо учитывать требования ПУЭ.

В процессе эксплуатации АИИС КЧЭ необходимо проводить статистическую оценку для средней наработки до отказа ТТ и ТН по следующей формуле:

$$T_0 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \tau_j,$$

где N – число работоспособных измерительных трансформаторов при t=0.

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

Наименование элемента (функции)	Вид (описание отказа)	Возможные причины отказа	Последствия отказа			Способы и средства обнаружения и локализации отказа	Рекомендации по предупреждению тяжёлых последствий отказа	Категория тяжести последствий отказа
			На рассматриваемом уровне	На вышестоящем уровне	На уровне изделия			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									44
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.01.ТД

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;
 - доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.01.ТД	Лист 45
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;

- резервирование коммерческой информации на внешние носители.

в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:

- поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;

г) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;

- для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.

д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;

- полное тестирование и выявление неисправных устройств;

- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП.

Расчет и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t ,$$

где Q — количество запасных элементов;

N — количество элементов на подстанции;

t — % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Расчёт и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:</p> $Q = N * t ,$ <p>где Q – количество запасных элементов;</p> <p>N – количество элементов на подстанции;</p> <p>t – % (на основании договора).</p> <p>Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КЧЭ ООО «ОЭСК».</p>							
									ИЗТ.83.2020.ОЭСК.01.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		46

*“Создание автоматизированной информационно – измерительной системы
коммерческого учета электроэнергии ”
для нужд ООО «ОЭСК»*

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 110/6 кВ “Гусинская”

ТОМ 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020. ОЭСК.01.РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.СБ.01	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.СБ.02	Схема электрическая принципиальная распределительной сети	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.С 7	План расположения оборудования и проводов	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.С 5.01	Схема подключения вторичных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.С 5.02	Схема подключения информационных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

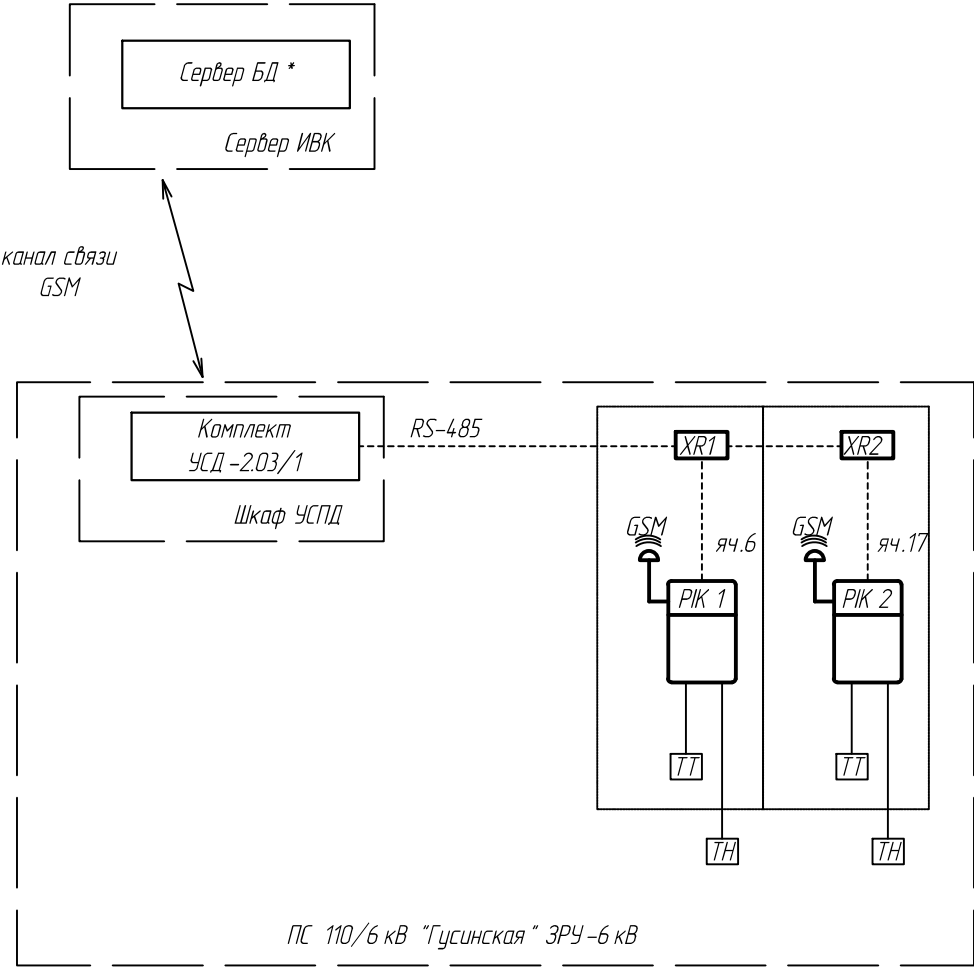
Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.ТП

ПС 110/6кВ "Гусинская"

ООО "Инэнерготех"

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	PIK1, PIK2	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК.01	2	
2	XR1, XR2	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	2	



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – сервер уровня ИВК в данном проекте не предусматривается.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.С 1

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Логашева			2020
Провер.		Козлов			2020
Утв.		Савченко			2020

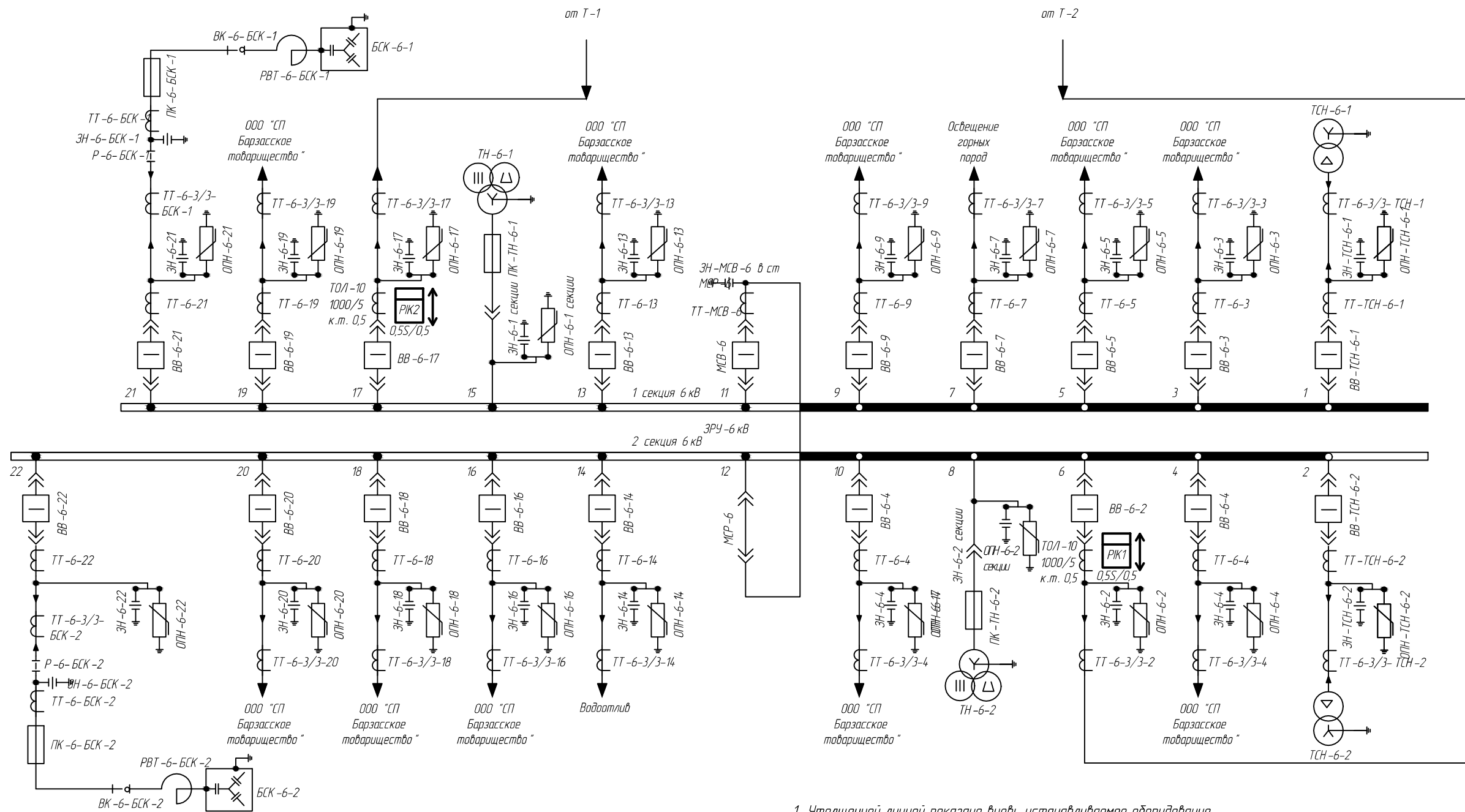
ПС 110/6кВ "Гусинская"

Стадия	Лист	Листов
Р		1

Схема структурная

ООО "Инэнерготех"

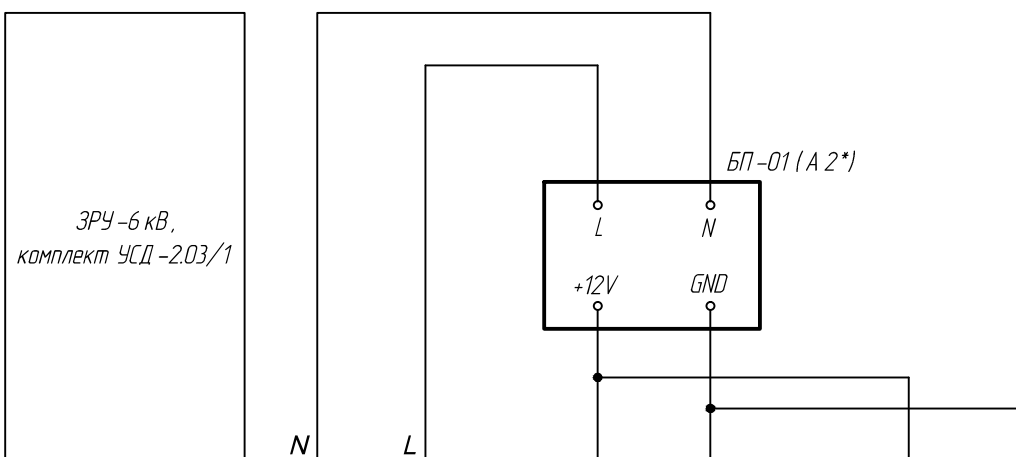
ПС 110/6 кВ "Гусинская"



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должна быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.СБ.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ "Гусинская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р		1
Провер.	Козлов				2020	Схема однолинейная	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

Согласовано



Характеристика электроприемника	Поз.	-	контроллер i-7188 XA	GSM модем iRZ TC65 Lite
	Тип	ХТ **	А 1*	А 3*
	Напряжение, В	~220 В	+12V	+12V
	Мощность, Вт	8	6	2
	Место установки	ОПУ, пан. ТСН	ЗРУ-6 кВ, комплект УСД-2.03/1	ЗРУ-6 кВ, комплект УСД-2.03/1

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.
3. ** - существующее оборудование. Место подключения питания УСД-2.03/1 определить при монтаже.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.СБ.02

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Логашева			2020
Провер.		Козлов			2020
Утв.		Савченко			2020

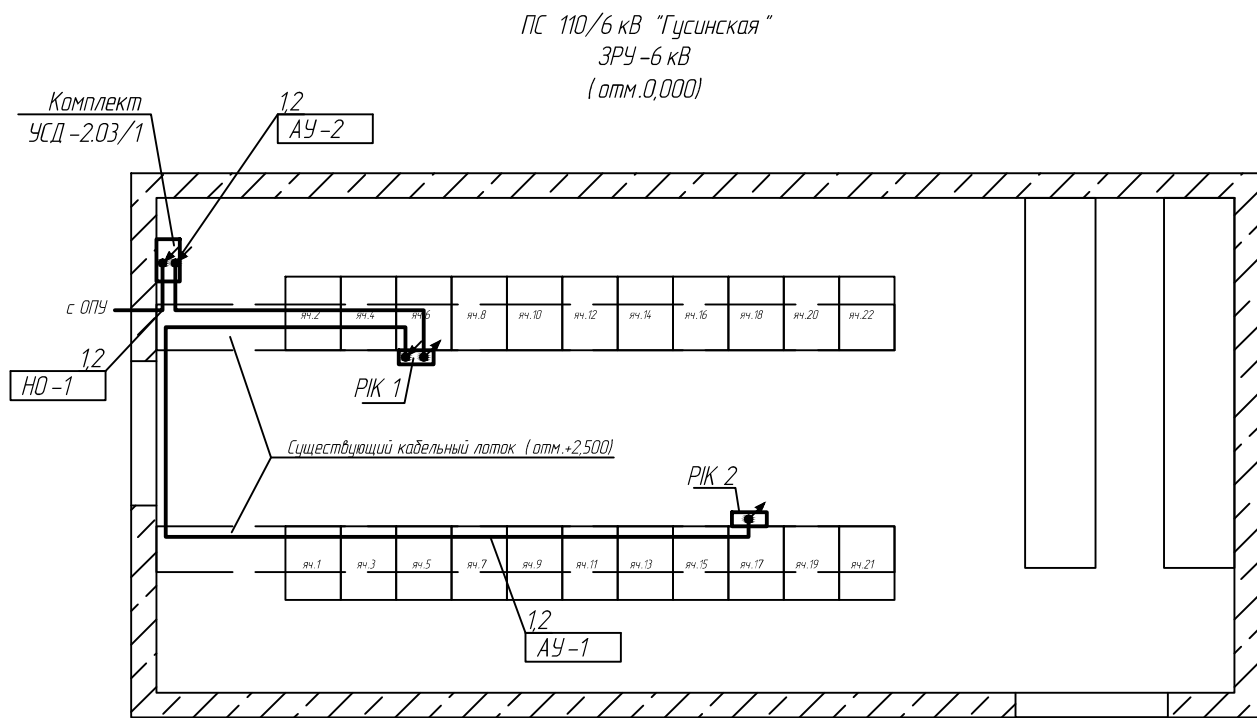
ПС 110/6кВ "Гусинская"

Схема электрическая принципиальная распределительной сети

Стадия	Лист	Листов
Р		1

ООО "Инэнерготех"

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	50	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	6	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	10	



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.С 7

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Логашева			2020
Провер.		Козлов			2020
Утв.		Савченко			2020

ПС 110/6кВ "Гусинская"

План расположения оборудования и
проводок

Стадия	Лист	Листов
Р		1

ООО "Инэнерготех"

Формат А4

Присоединение ф. N

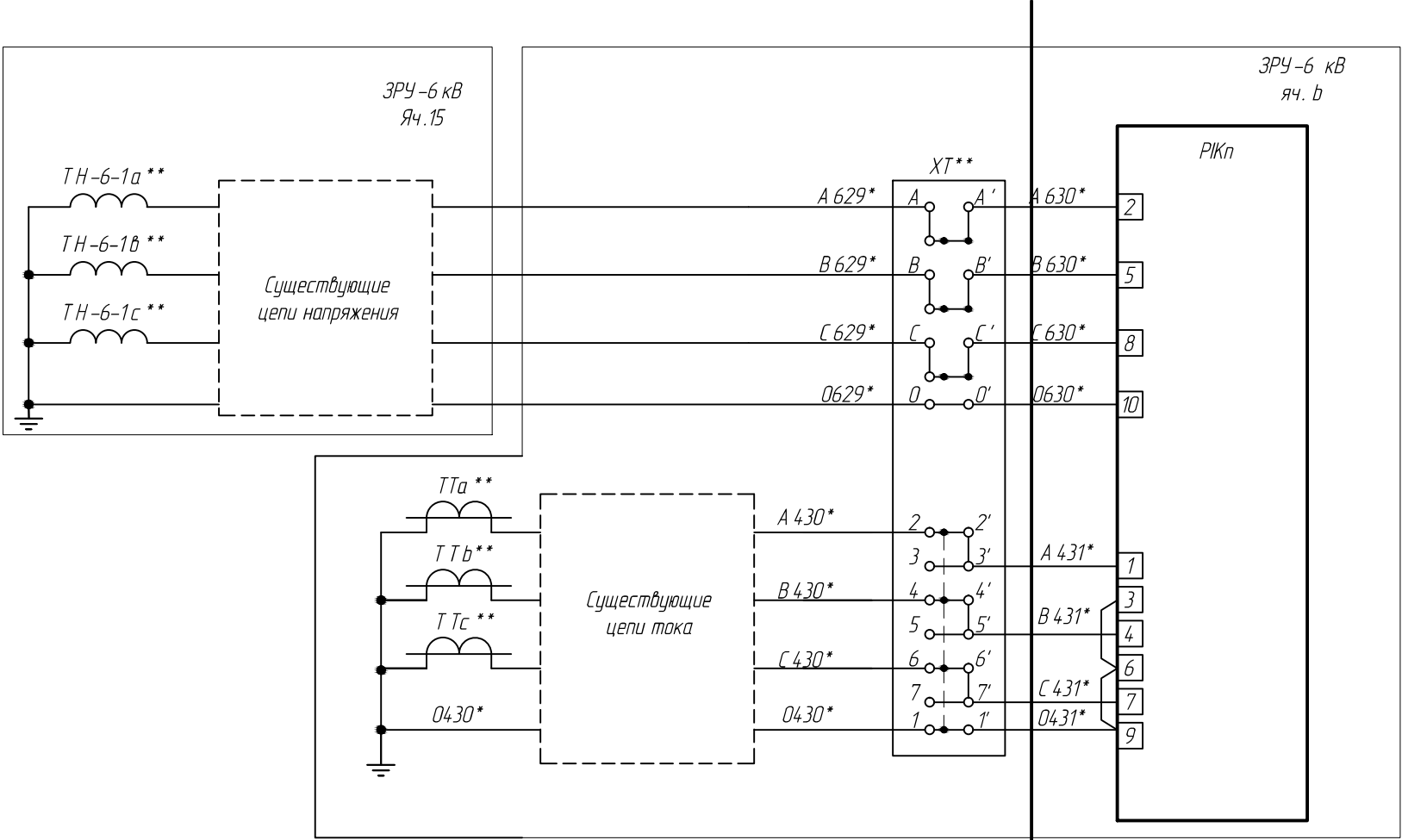


Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	ЗРУ-6 кВ, яч. б	РК п
ф. №6 ВВ 6-Т-2	6	1

Существующее оборудование ПС 110/6 кВ "Гусинская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.01.РД)

- Утолщенной линией показана вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** - существующее оборудование.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

						ИЕТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.С 5.01			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ "Гусинская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Логашева				2020		Р	1	2
Провер.	Козлов				2020	Схема подключения вторичных цепей	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020				

Присоединение ф. N

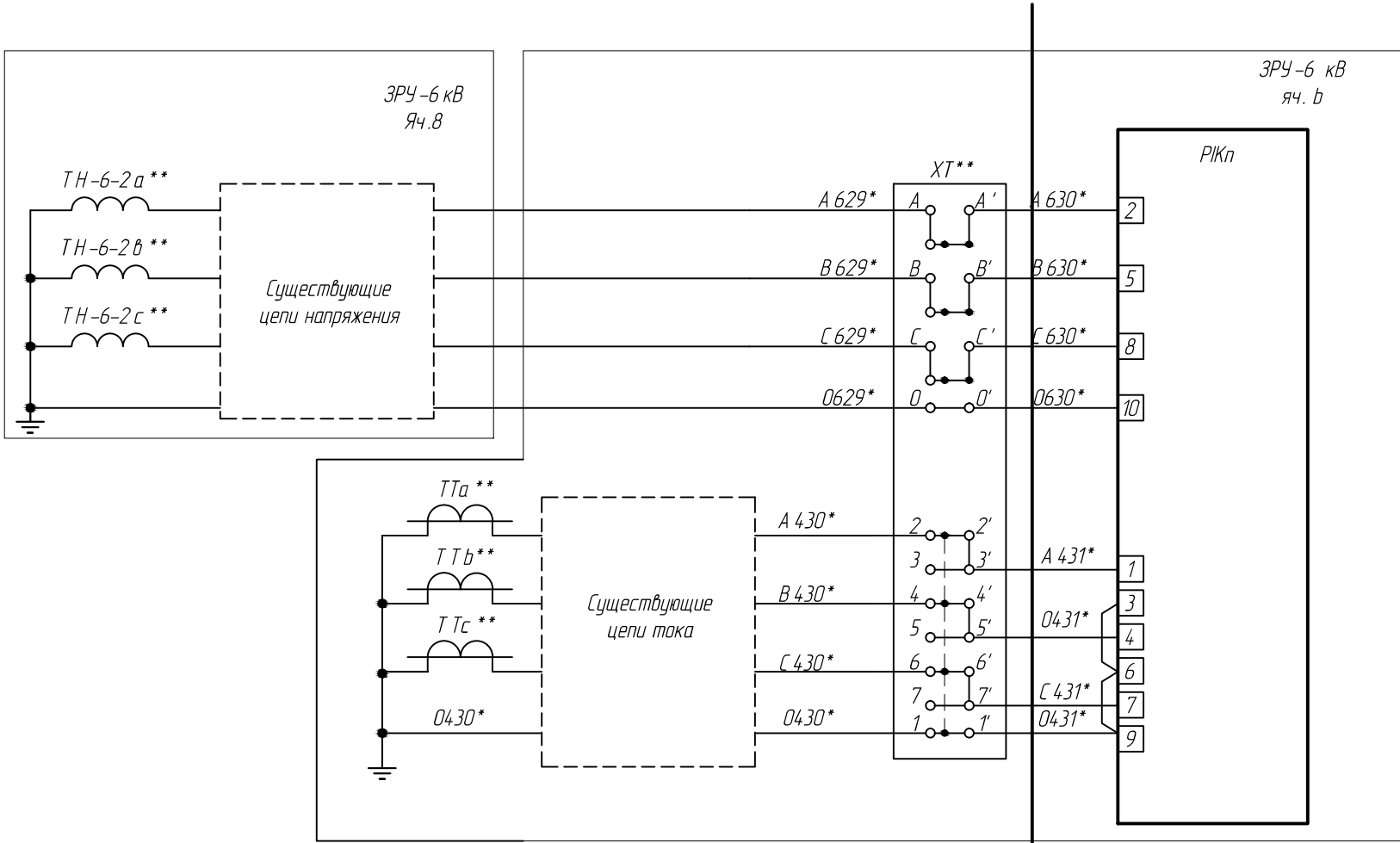


Таблица применения

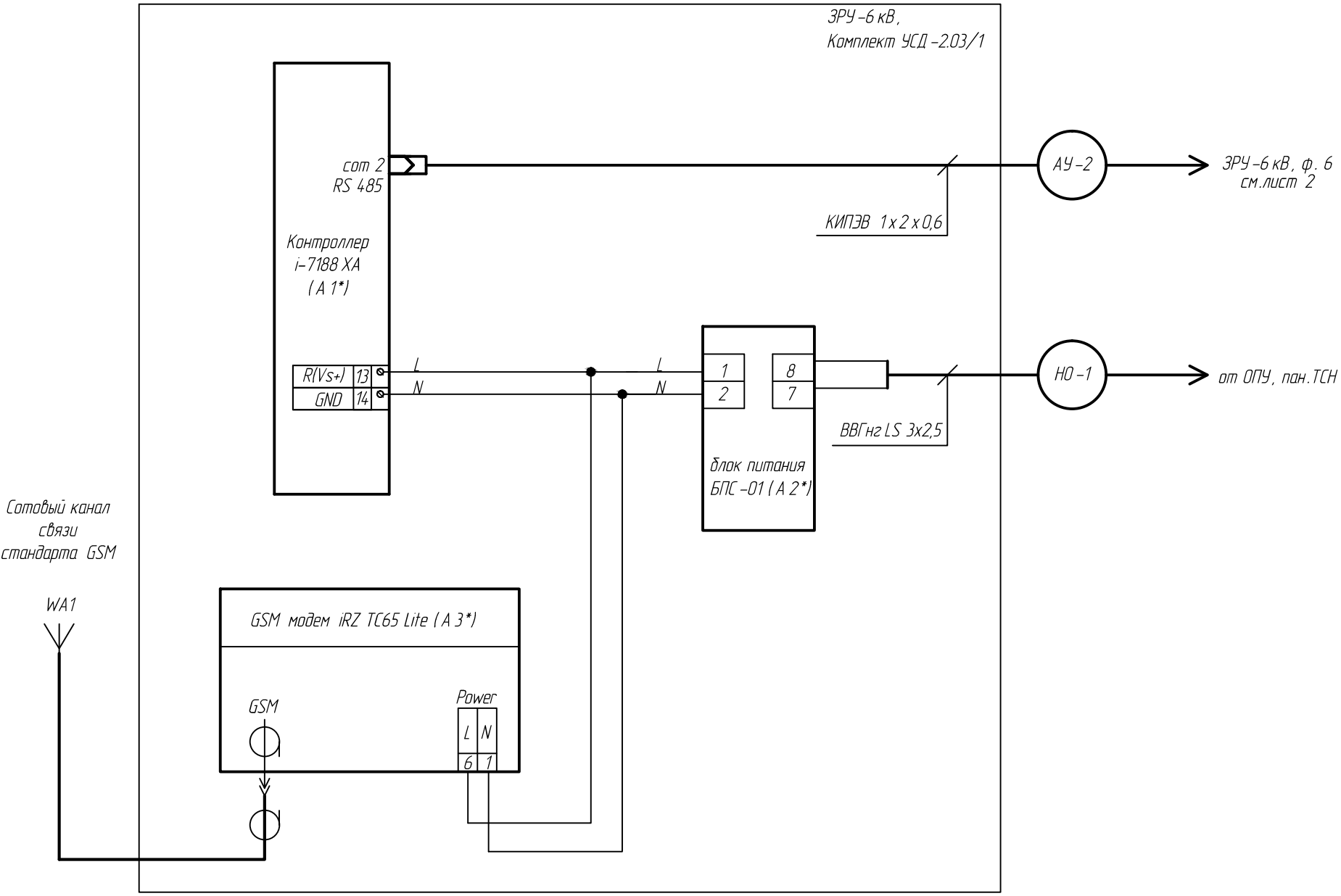
Наименование присоединения, ф. N	ЗРУ-6 кВ, яч. 6	ПК п
ф. №17 ВВ 6-Т-1	17	2

Существующее оборудование ПС 110/6 кВ "Гусинская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.ОЭСК.01.РД)

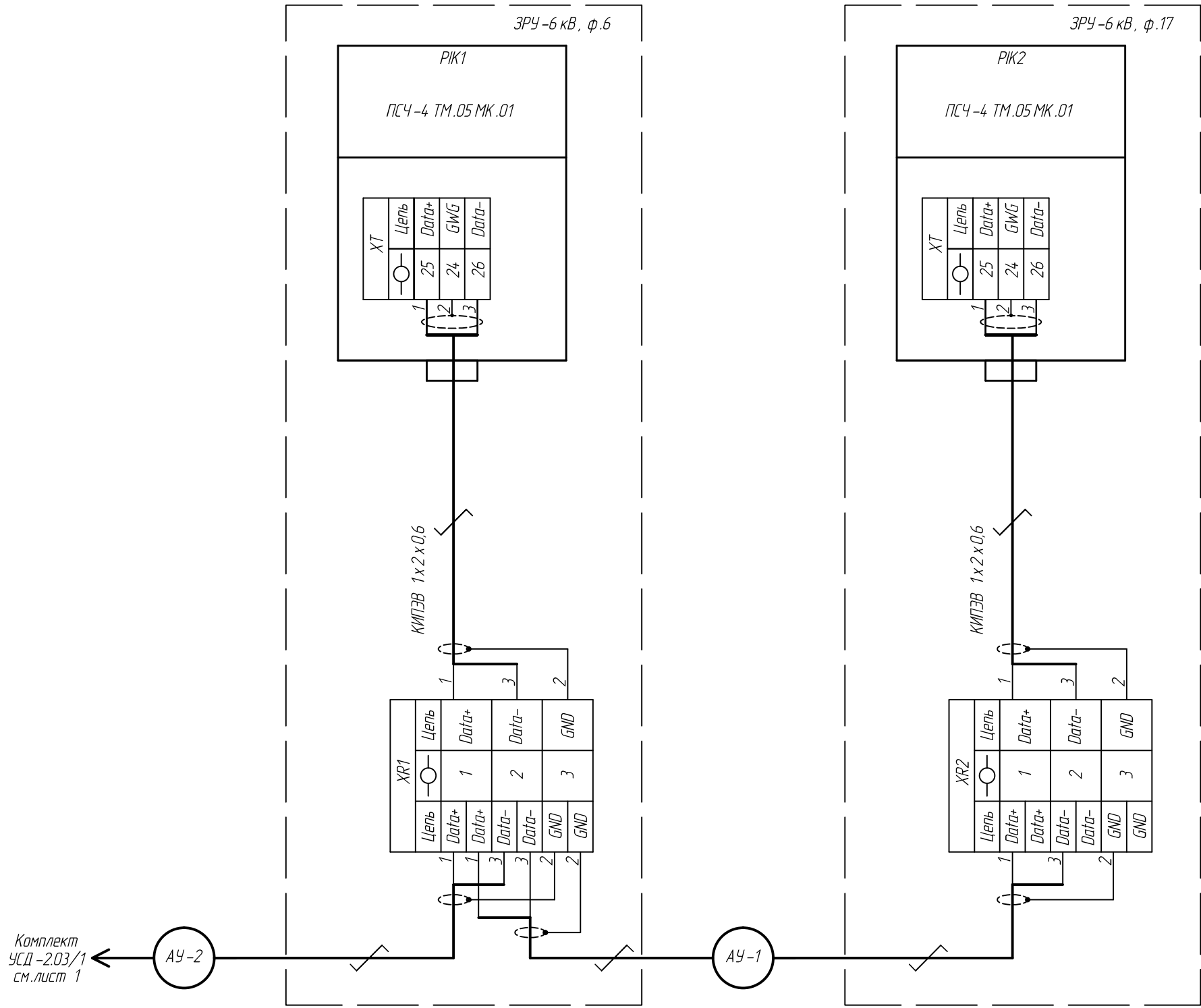
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** - существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	

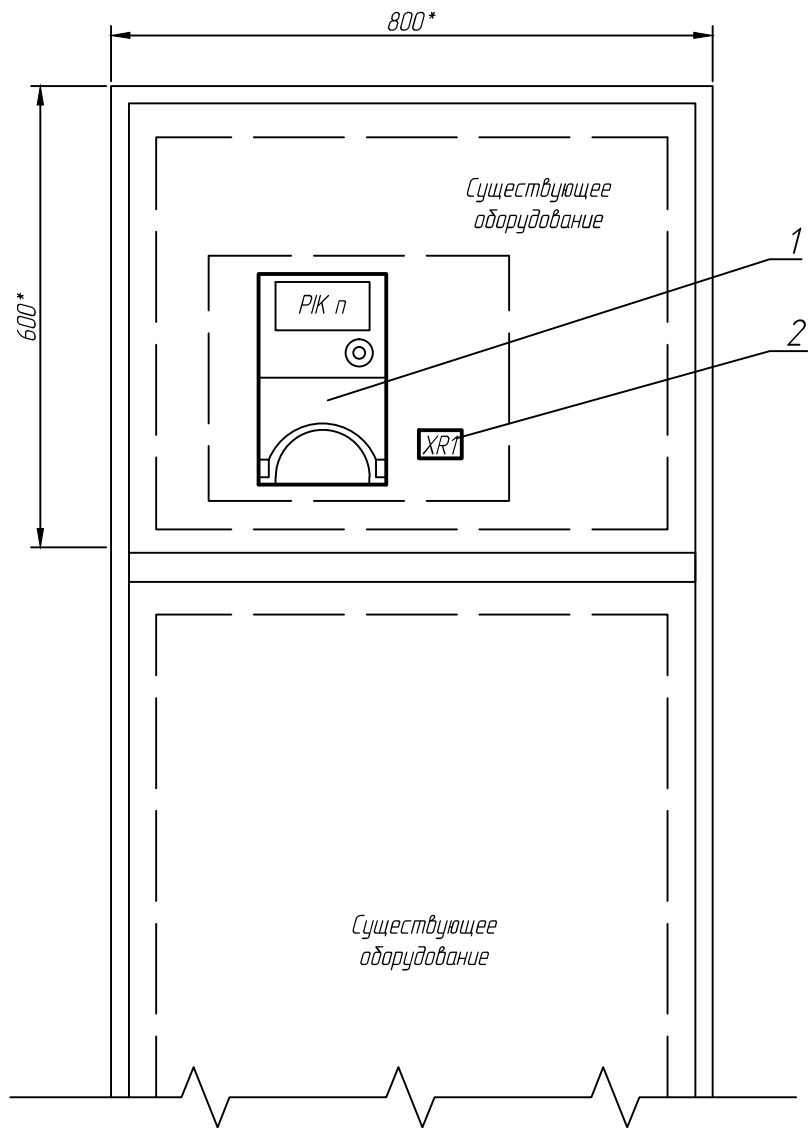


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * – обозначение прибора по паспорту.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.С 5.02			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ "Гусинская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Лозгашева		Лозгашева	2020		Р	1	2
Провер.		Козлов		Козлов	2020	Схема подключения информационных цепей	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко		Савченко	2020				



Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ-6 кВ, ф. N



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/К n	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR n	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

Таблица применения

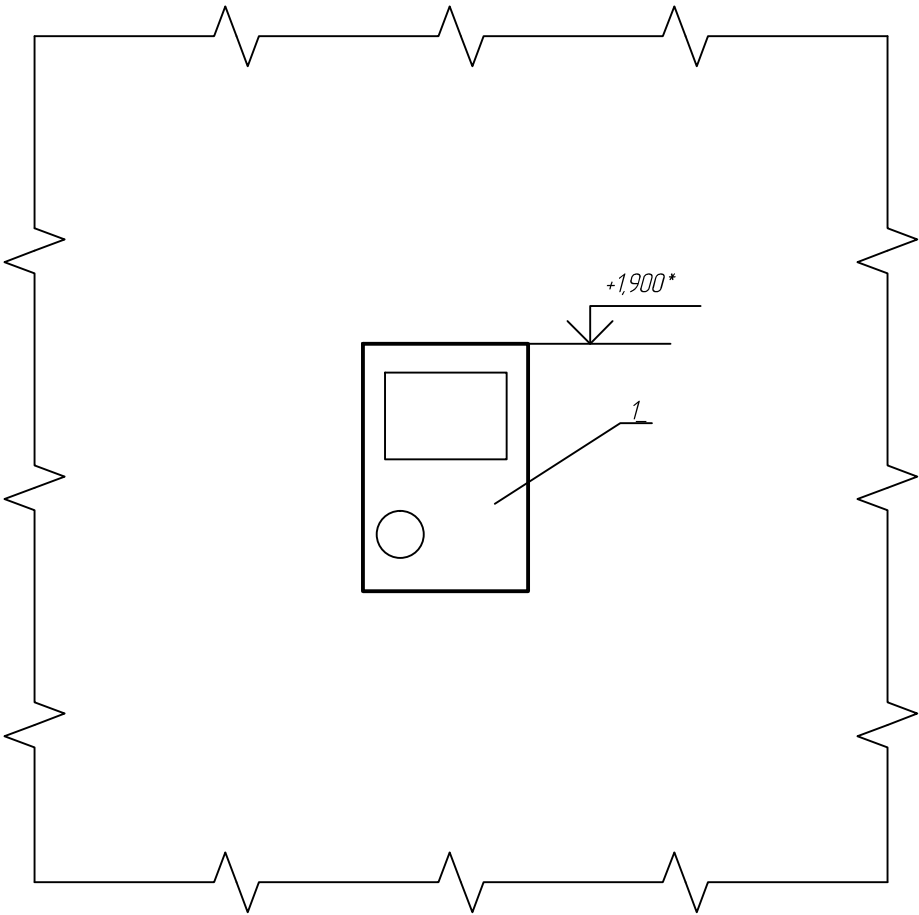
Наименование присоединения, ф.N	Р/К n
ф. №6 ВВ 6-Т-2	1
ф. №17 ВВ 6-Т-1	2

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
6. Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.01.РД.СА			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 110/6кВ "Гусинская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Лозгашева		М.В. Лозгашева	2020		Р	1	2
Провер.		Козлов		Е.В. Козлов	2020	Чертеж установки технических средств	ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко		С.В. Савченко	2020				

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Комплект УСД -2.03/1	1	
2		Дюбель -гвоздь 6 x 40	4	

Чертеж установки УСД -2.03/1



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
4. Точное место установки определить исходя из удобства монтажа.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.01.РД.СА

Лист
2

				Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы	Примечания								
				1	2	3	4	5	6	7	8	9								
					<u>Монтаж в ПС</u>															
					<u>Приборы</u>															
					Счетчик трехфазный трансформаторного включения 3х(57,7-115)/(100-200)	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	2										
					Комплект УСД-2.03/1	УСД-2.03/1		АО "ННПО им. М.В. Фрунзе"	шт	1										
					<u>Электроаппаратура</u>															
					Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт	2										
					<u>Кабели и провода</u>															
					Кабель для интерфейса RS-485 (витая пара)	КИПЭВнг (А)-LS 1х2х0,6		НПП "Спецкабель"	м	50										
					Кабель силовой ВВГнг(А)-LS 3х2,5	ГОСТ Р 53769-2010			м	30										
					<u>Монтажные материалы</u>															
					Труба гофрированная ПНД, d=20мм			"TDM Electric"	м	10										
Согласовано					Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2х16				шт	14										
					Ремешок -хомут 300х4,8 (JSS 4,8х300)	JSS 4,8х300			шт	50										
					Дюбель-гвоздь 6х40				шт	4										
					Бирка кабельная маркировочная У134 У3.5	У134 У3.5			шт	6										
	Взам. инв. №																			
	Подпись и дата																			
	Инв. № подл.																			
1. Монтажные материалы допускается заменять на аналоги.													ИЗТ.83.2020.0ЭСК.01.РД.В4							
																		АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
							Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ПС 110/6 "Гусинская"			Страница	Лист	Листов		
							Разраб.		Логашева			2020				Р		1		
							Проверил		Козлов			2020								
							Н.контр.						Спецификация оборудования, изделий и материалов			ООО "Инэнерготех"				
Утв.		Савченко			2020															
													Копировал			Формат А3				