

***Общество с ограниченной ответственностью
«ОЭСК»***

***Отчет об исполнении инвестиционной
программы за 2022 г.***

ТОМ 3

Прокопьевск 2023

Содержание ТОМ 3
Обосновывающие материалы к отчету о выполнении инвестиционной программы
за 2022 г. ООО «ОЭСК»

№ п.п.	Перечень обосновывающих документов	№ страниц
1	2	3
	Система учета электроэнергии с возможностью дистанционного снятия показаний. Проектирование автоматизированной системы учета. Приобретение монтаж системы	
66	Технорабочий проект (продолжение). Шифр ИЭТ.83.2020.ОЭСК	790-955
67	Руководство по эксплуатации на счетчики электрической энергии.	956-1018
68	Паспорта на счетчики	1019-1032
	Приобретение измельчителя порубочных остатков	
69	Протокол открытия доступа к заявкам на участие в конкурсе №2417295 от 27.06.2022	1033-1034
70	Протокол рассмотрения и оценки заявок на участие в конкурсе №2417295 от 27.06.2022	1035-1036
71	Протокол подведения итогов конкурса №2417295 от 27.06.2022	1037-1038
72	Договор поставки №53/2022 от 08.07.2022	1039-1047
73	Акт приема-передачи от 08.08.2022 г.	1048
74	Счет-фактура №33 от 02.08.2022 г.	1049
75	Приказ №98 от 08.08.2022 г. "О принятии к учету и вводе в эксплуатацию основного средства"	1050
76	Форма №ОС-1: Измельчитель дерева GreenПинг Д600 на автомобильном прицепе	1051-1053
77	Отчет по выполнению инвестиционной программы о закупках товаров, работ, услуг от 01.01.2022 года по 31.12.2022	1054

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		790

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.17.ТД		Лист
											35
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			791

- 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 36 792
			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

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №						
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД		
						Лист 37 793		

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

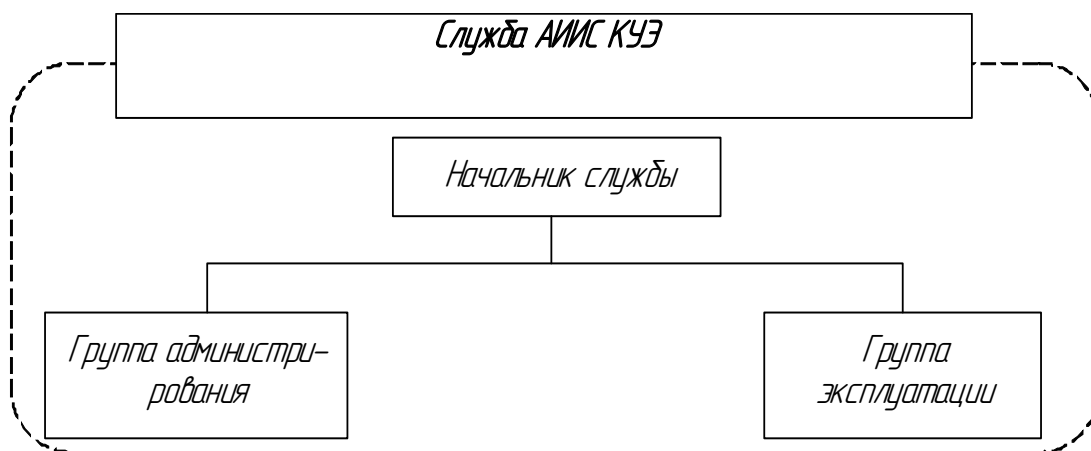


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

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
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	794

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
										795
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 надежности учитываются элементы АИИС, отказы которых влияют на передачу данных на уровень ИВК – центр сбора информации. В данном случае критерием отказа АИИС КУЗ является непредставление коммерческой информации в ИВК. Отказ следующих элементов влияет на передачу данных в ИВК:

- измерительные ТТ и ТН;
- счётчики электрической энергии;
- ЧСПД

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЗ приведена в соответствие с ГОСТ 27.003-90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЗ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	21

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСД-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>Восстанавливаемый</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>							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД	Лист
										40
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		796

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.</p> <p>ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		41 797

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
									4.2
									798
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><i>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</i></p> <p><i>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-</i></p>					
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД		Лист
								43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			799

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
									800
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.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 45 801
			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.17.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		46 802

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 6/0,4 кВ №8 "ш.Тайдинская"

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	

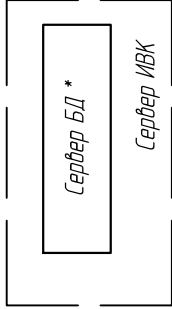
Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем.
Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.ТП

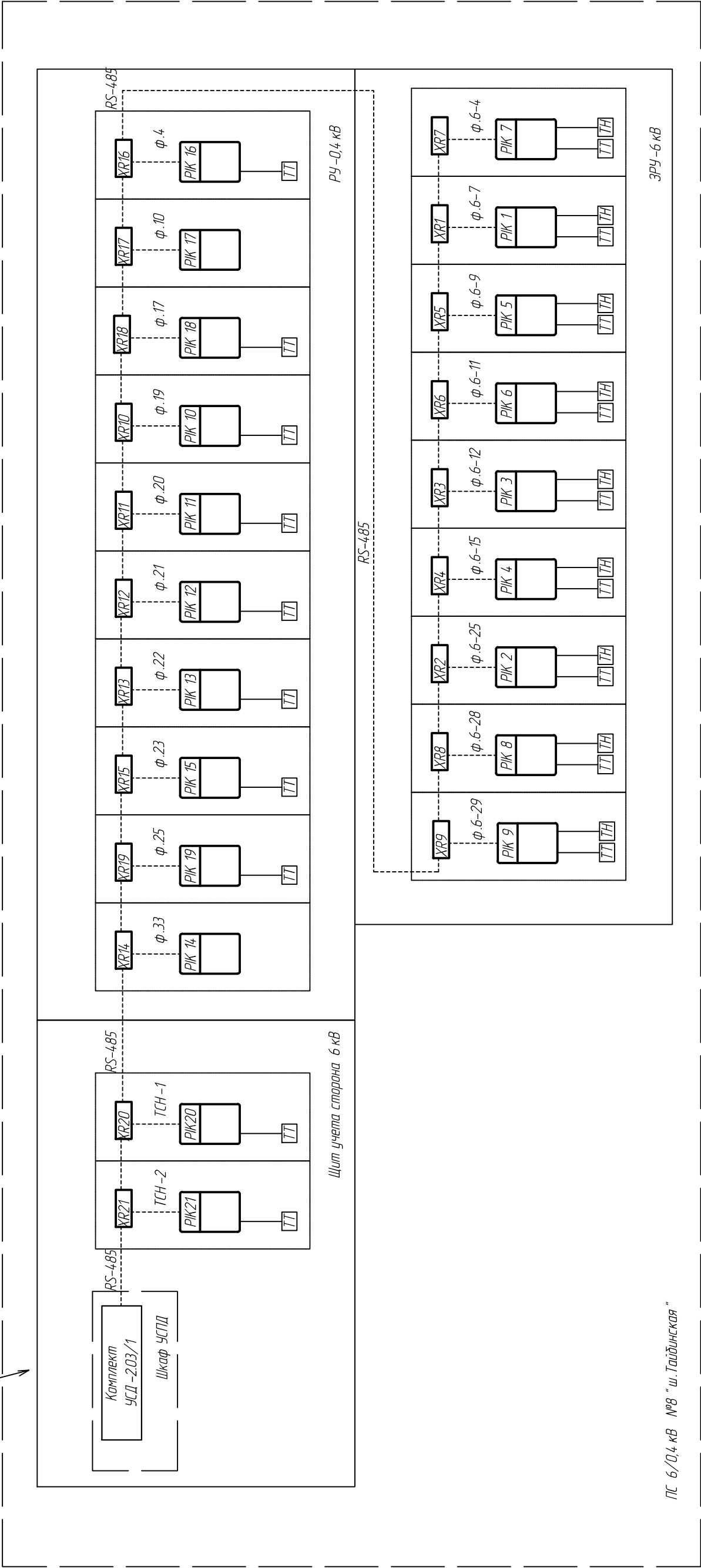
ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайшинская"

Стадия	Лист	Листов
Р		1
ООО "Инэнерготех"		
804		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК1 – РК10	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	10	
2	РК10 – РК13, РК15, РК16, РК18, РК19	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	9	
3	РК14, РК17	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.21	2	
4	XR1–XR21	Пассивный разъемитель интерфейса RS-485 ПР-3	21	



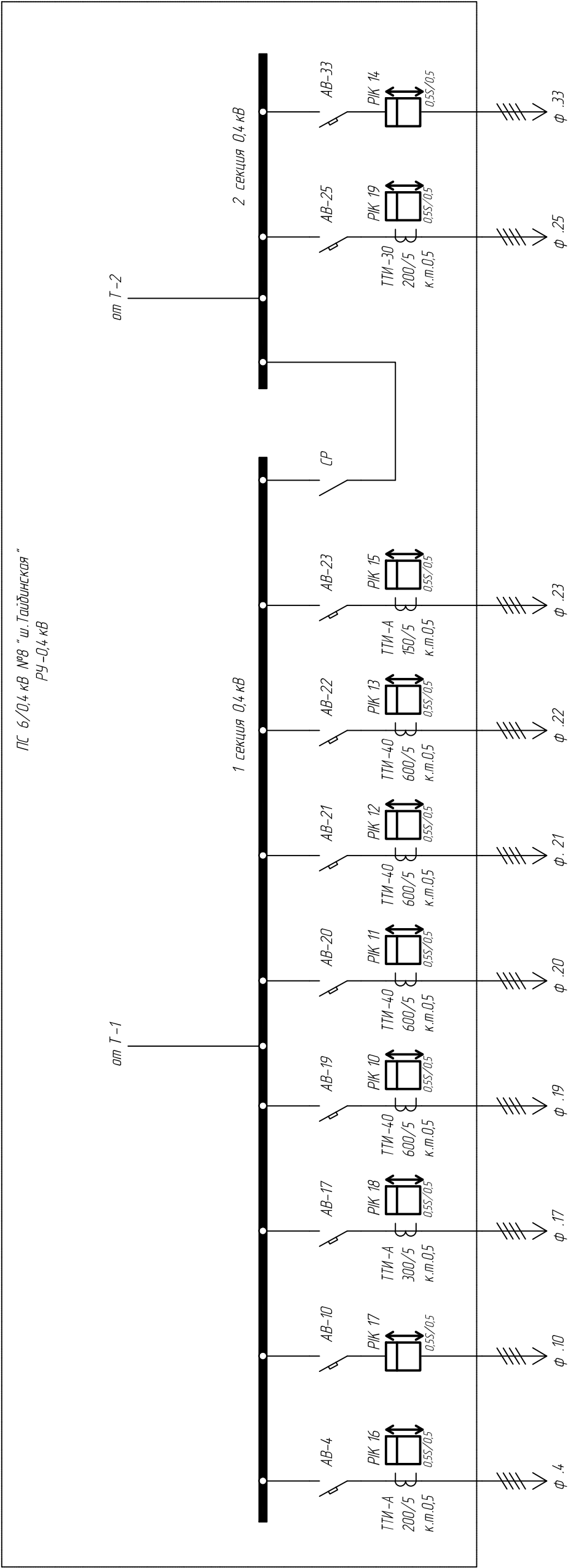
канал связи
БСМ



ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.РД.С1			
АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
Разраб.	Логошева		Дата
Провер.	Козлов		2020
ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайдинская"			
Схема структурная			
000 "Инэнерготех"			
Формат А3			

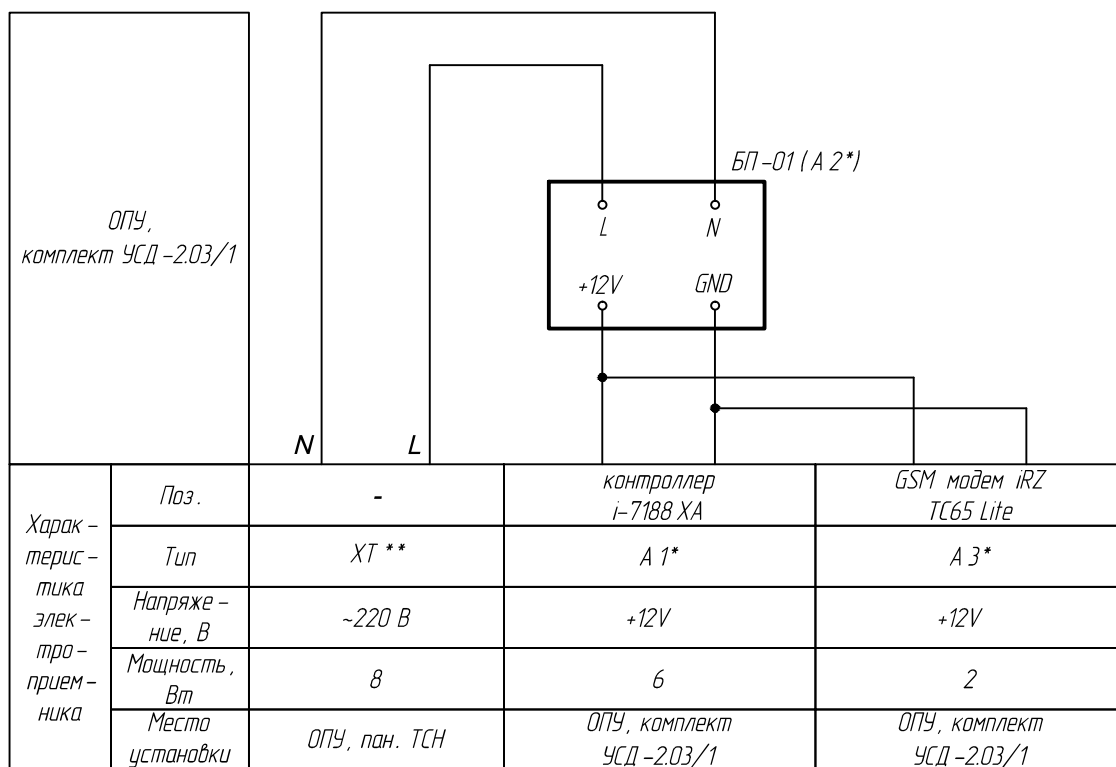
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – сервер уробня ИВК в данном проекте не предусматривается.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инд. №
--------------	----------------	--------------



1. Рудильники и счетчики электроэнергии, не показанные на схеме, не входят в состав АИИС КУЭ ООО "ОЭСК".

ИЗТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.СБ.01	Лист				3
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Дата

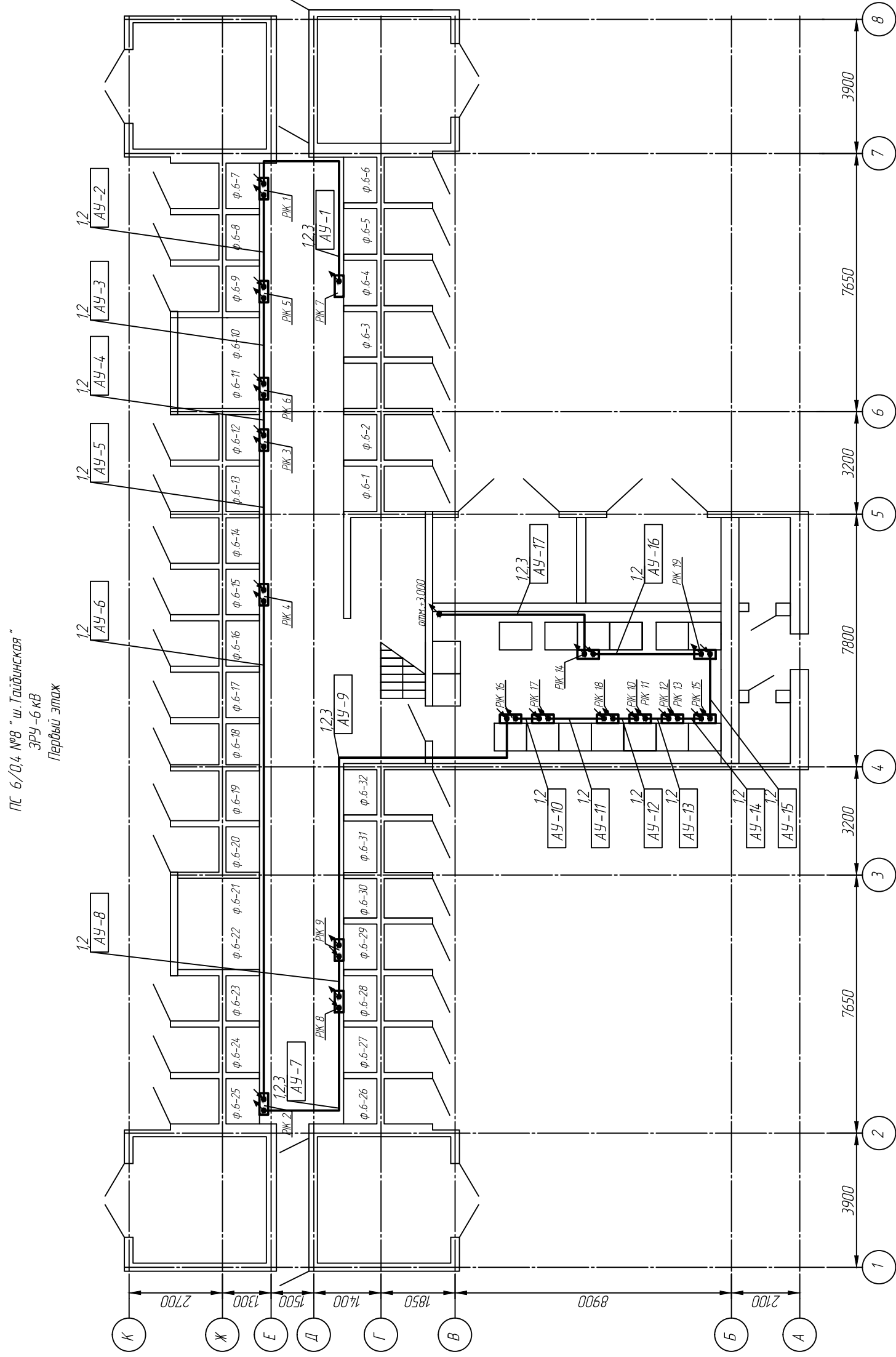


1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * - обозначение прибора по паспорту.
3. ** - существующее оборудование. Место подключения питания УСД -2.03/1 определить при монтаже.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.СБ.02

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

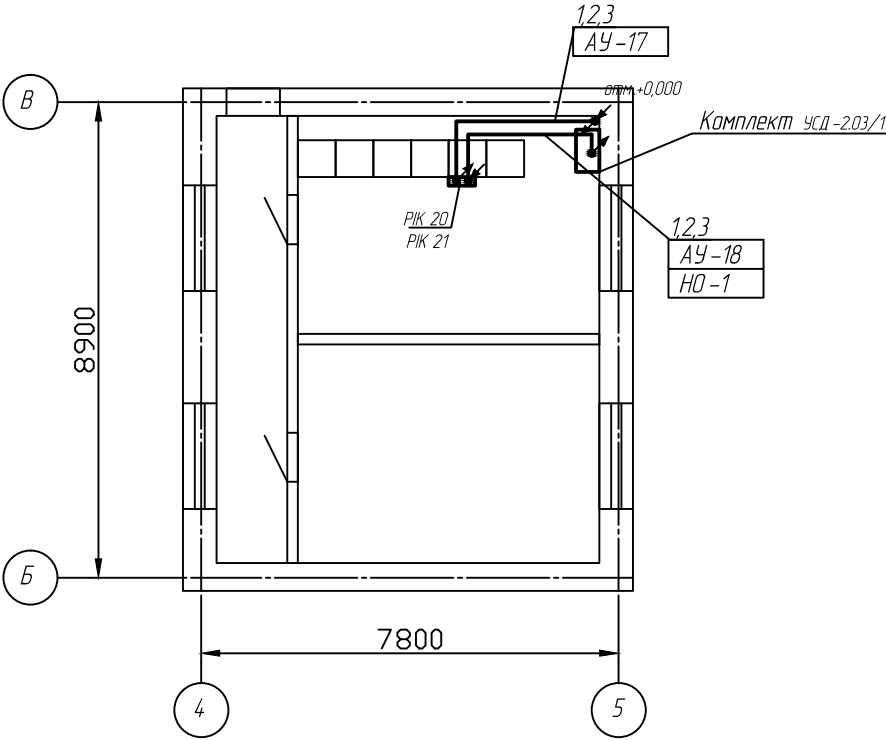
						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.СБ.02			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Лозашева				2020	ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайбинская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.	Козлов				2020		Р		1
						Схема электрическая принципиальная распределительной сети	ООО "Инэnergотех"		
Утв.	Савченко				2020		809		



									ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.РД.С7
Изм.	Коп. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЗ ООО "ОЭСК"			
Разраб.	Логашева				2020	ПС 6/0,4 №8 "Ш.Таидинская"			
Провер.	Козлов				2020				
						План расположения оборудования и проводов			
						ООО "Инженерготех"			
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	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



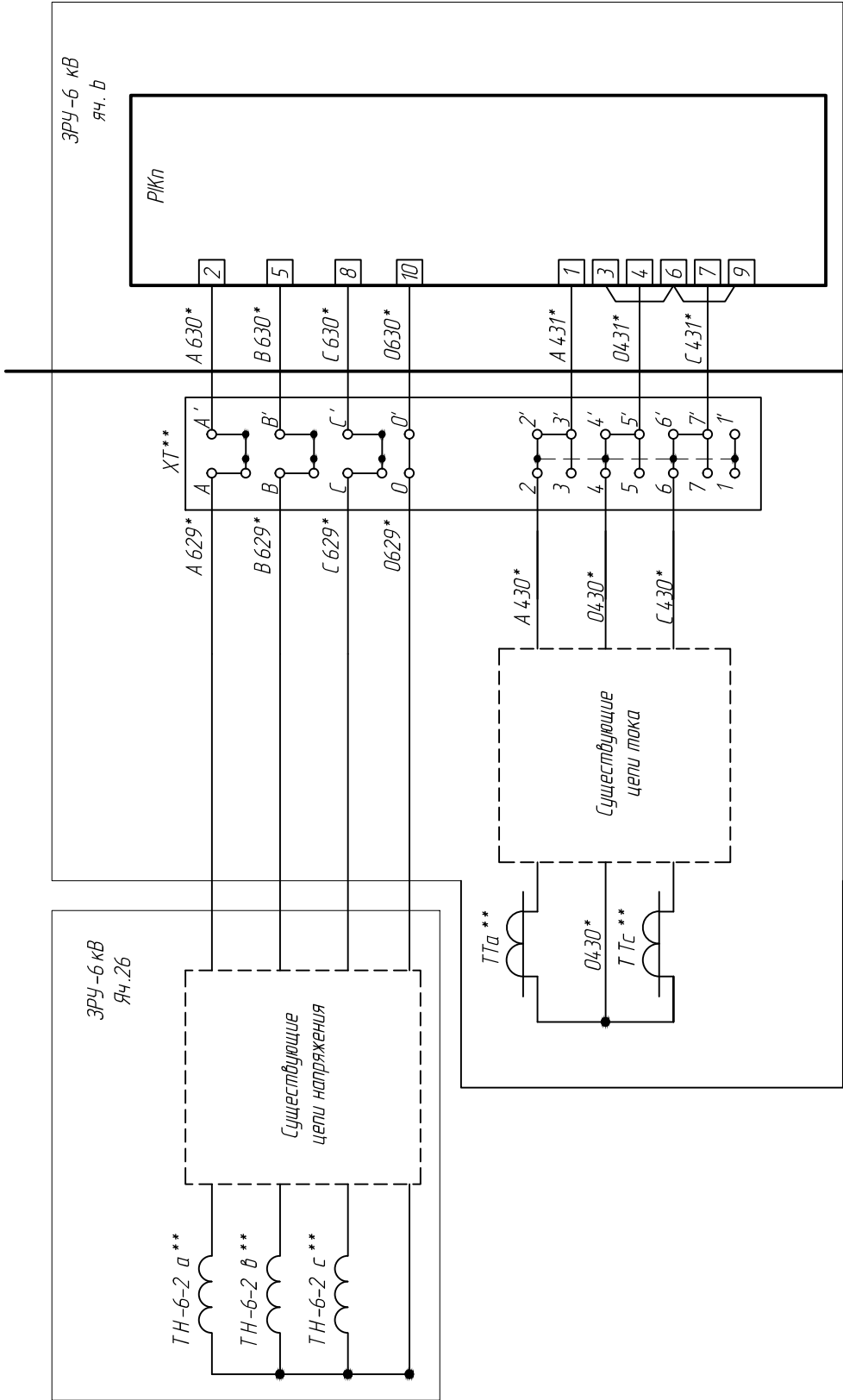
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.РД.С7

Лист
2
811

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 6/0,4 кВ №8 "ш. Тайлинская"

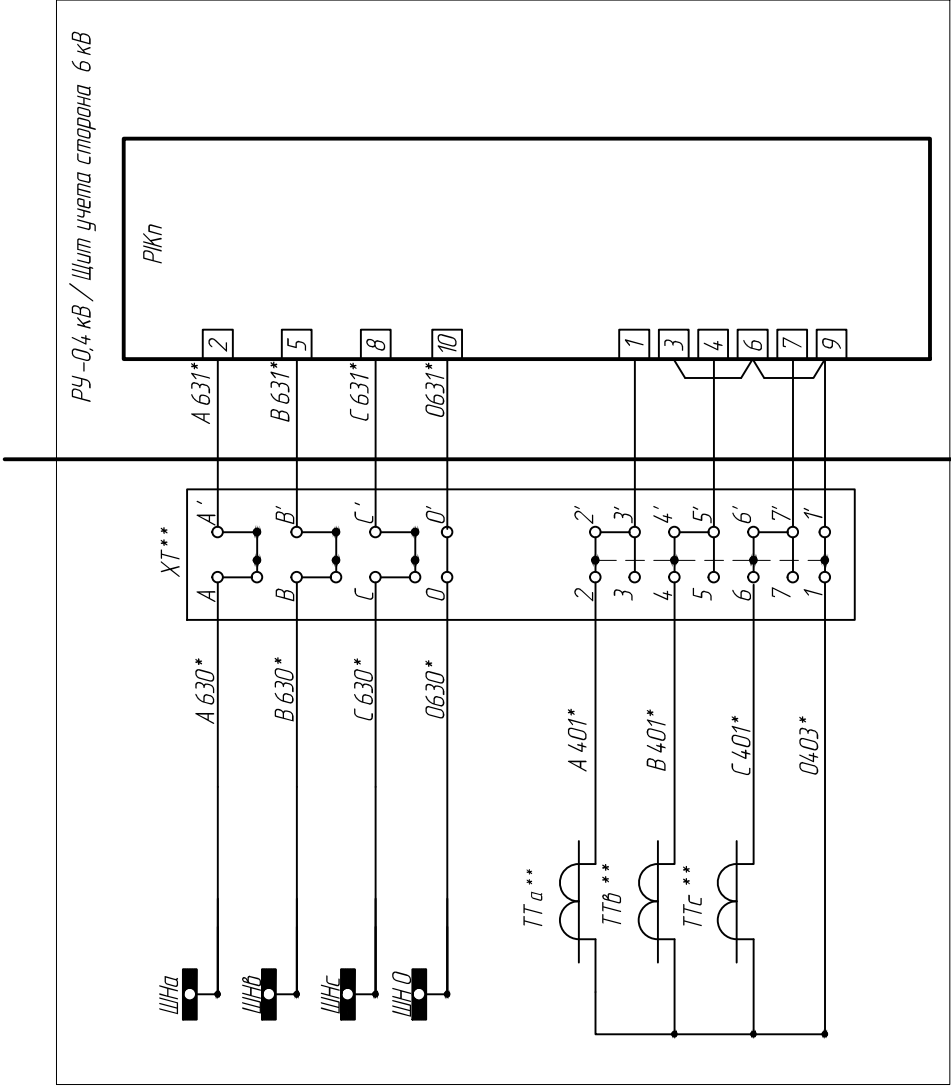
По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.0ЭСК.17.РД.)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	ЗРУ-6 кВ, яч. б	РК N
Ввод 6-19-Т, ф. 25	25	2
ф. 6-28	28	8
ф. 6-29	29	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.

Присоединение ф. N



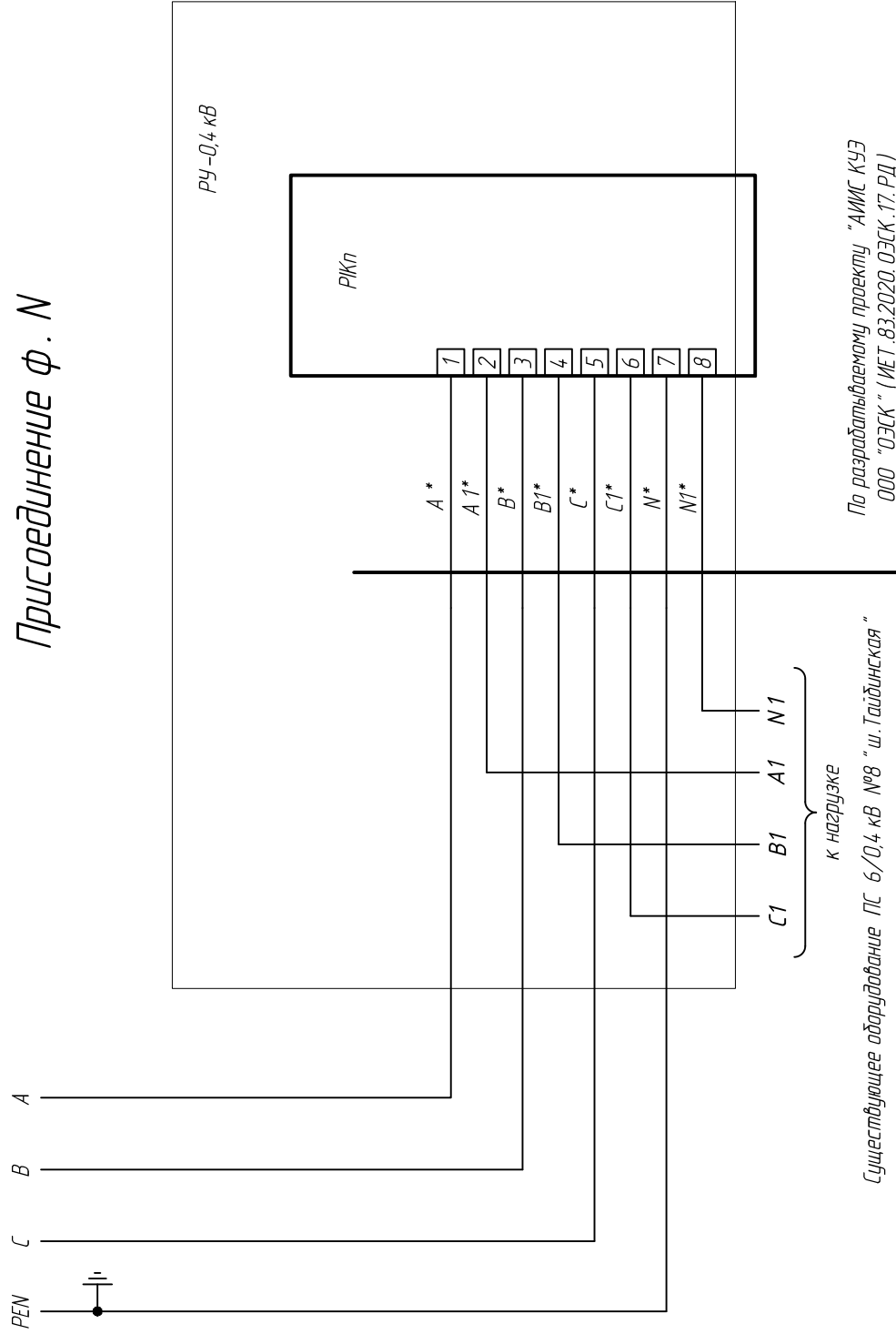
Существующее оборудование ПС 6/0,4 кВ №8 "ш.Табдинская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.03СК.17.РД.)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РКп n
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

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



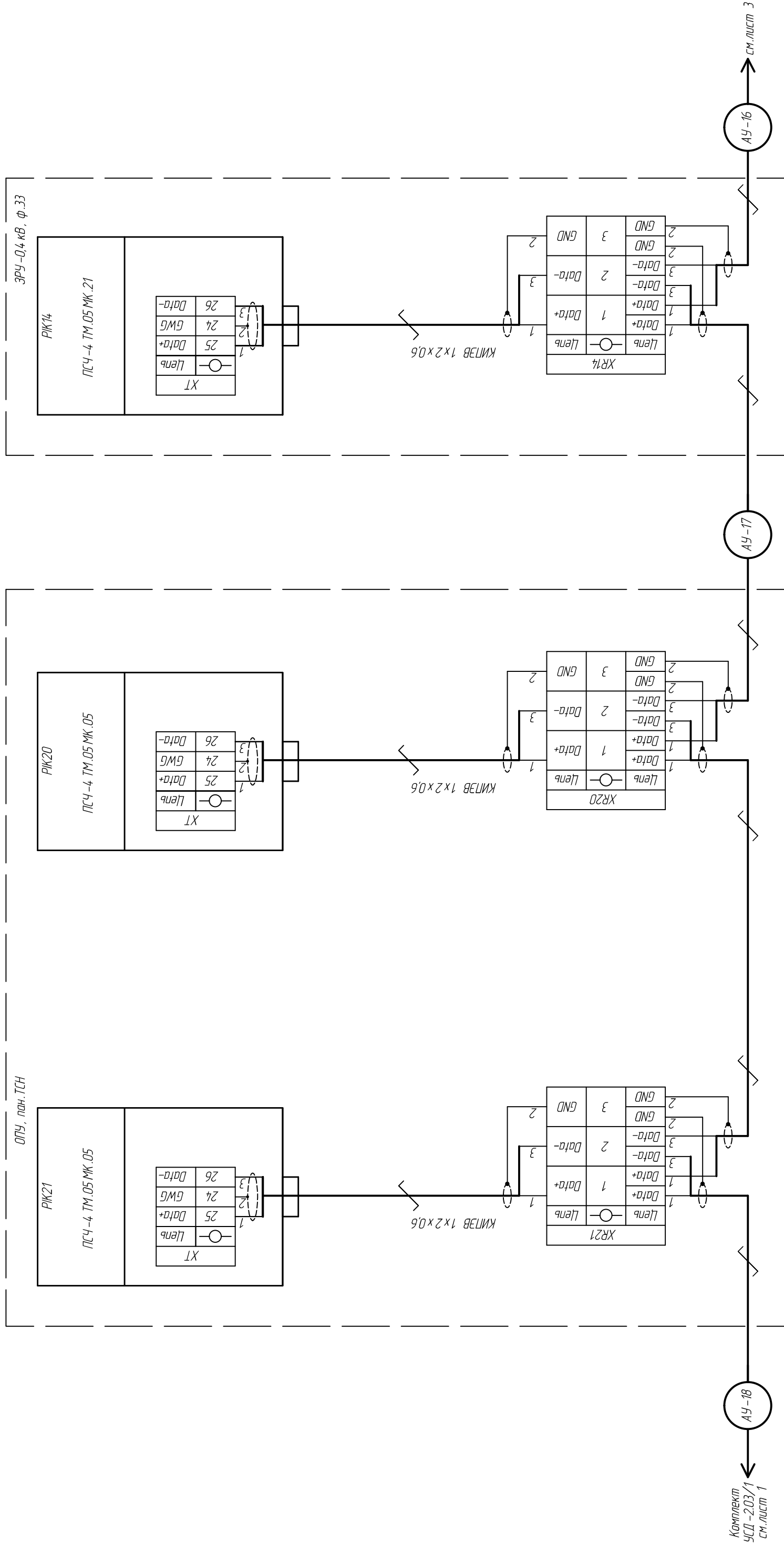
Присоединение ф. №

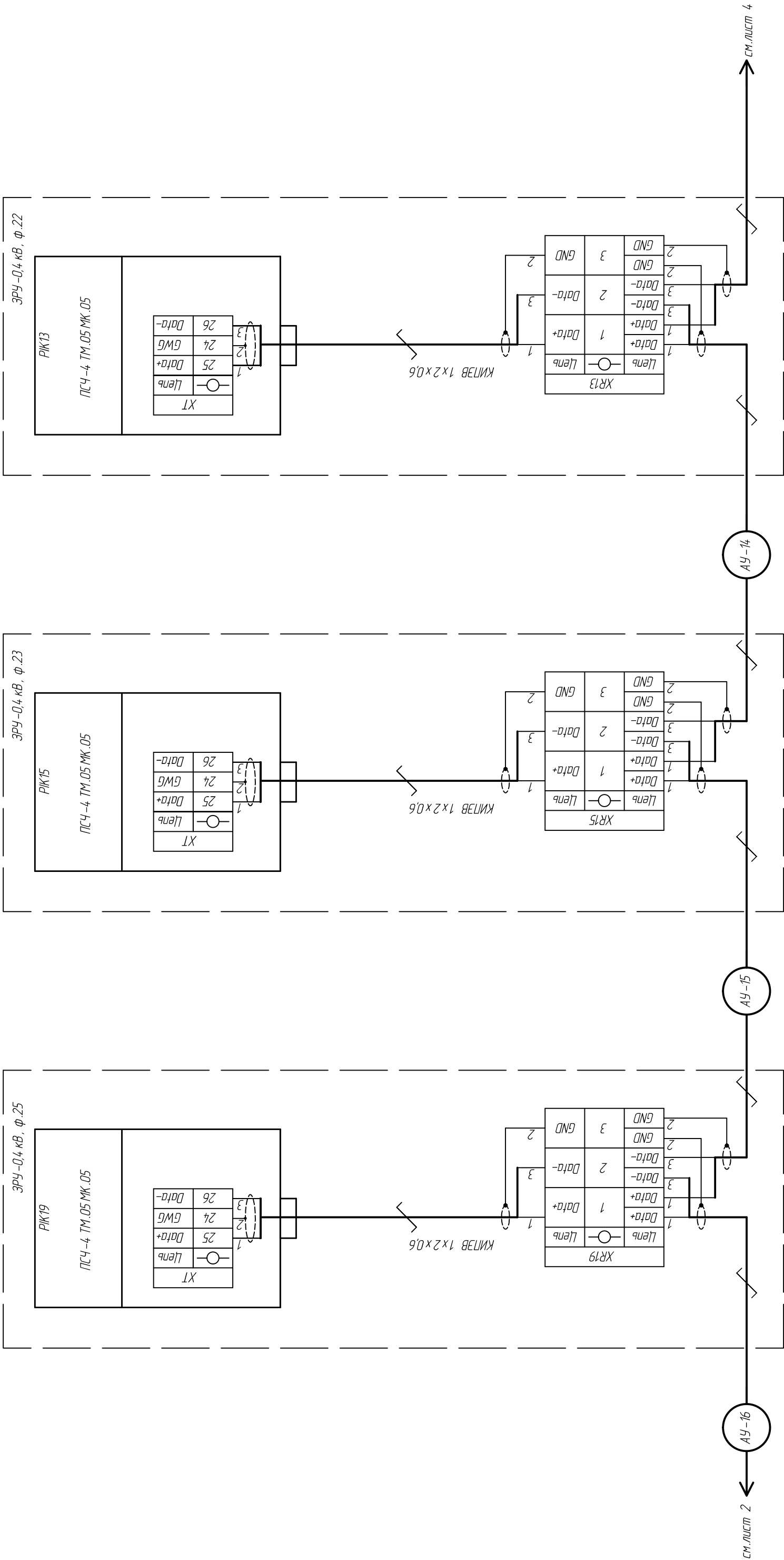
Таблица применения

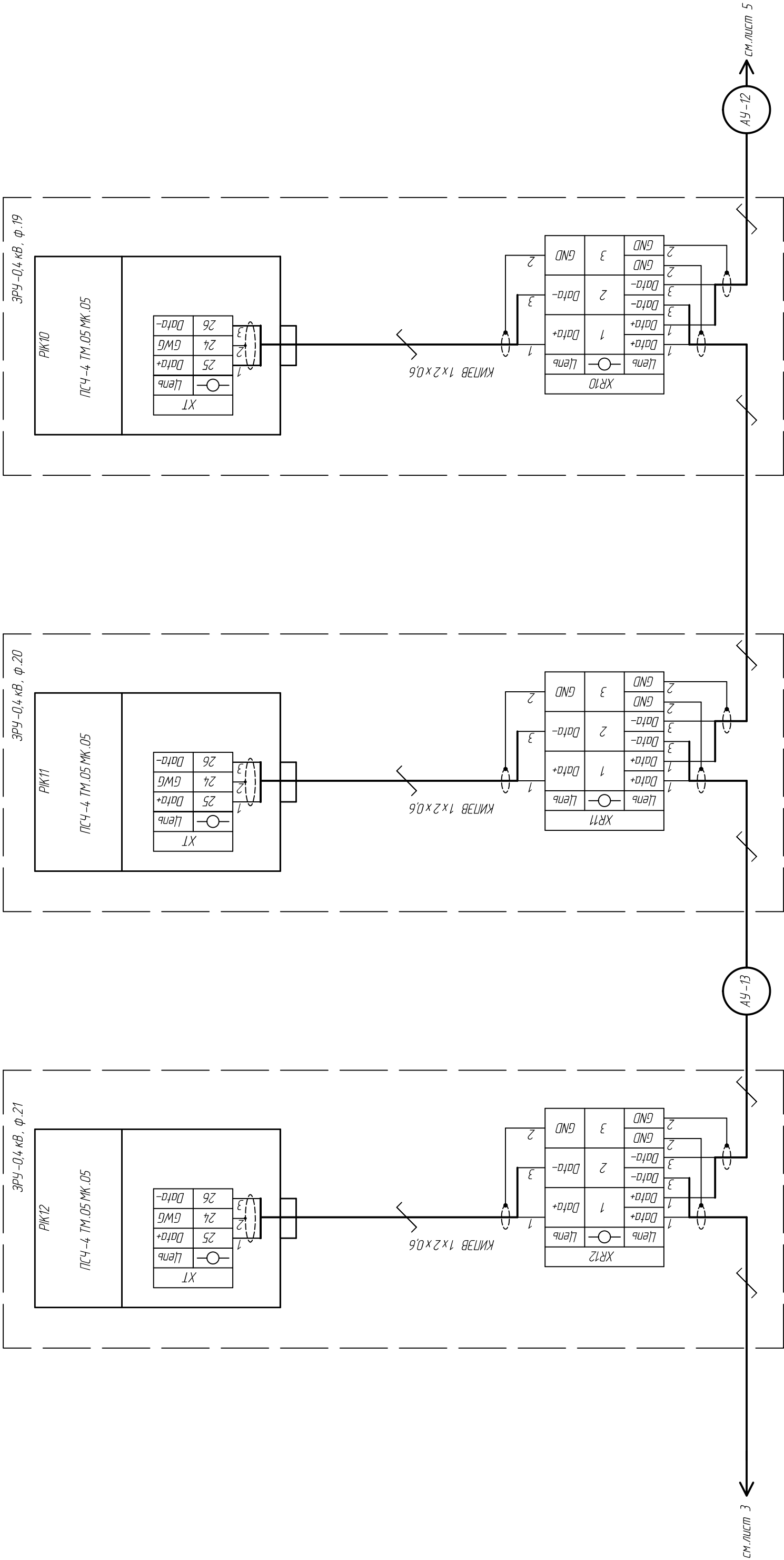
Наименование присоединения, ф. N	РК п
ф. 33	14
ф. 10	17

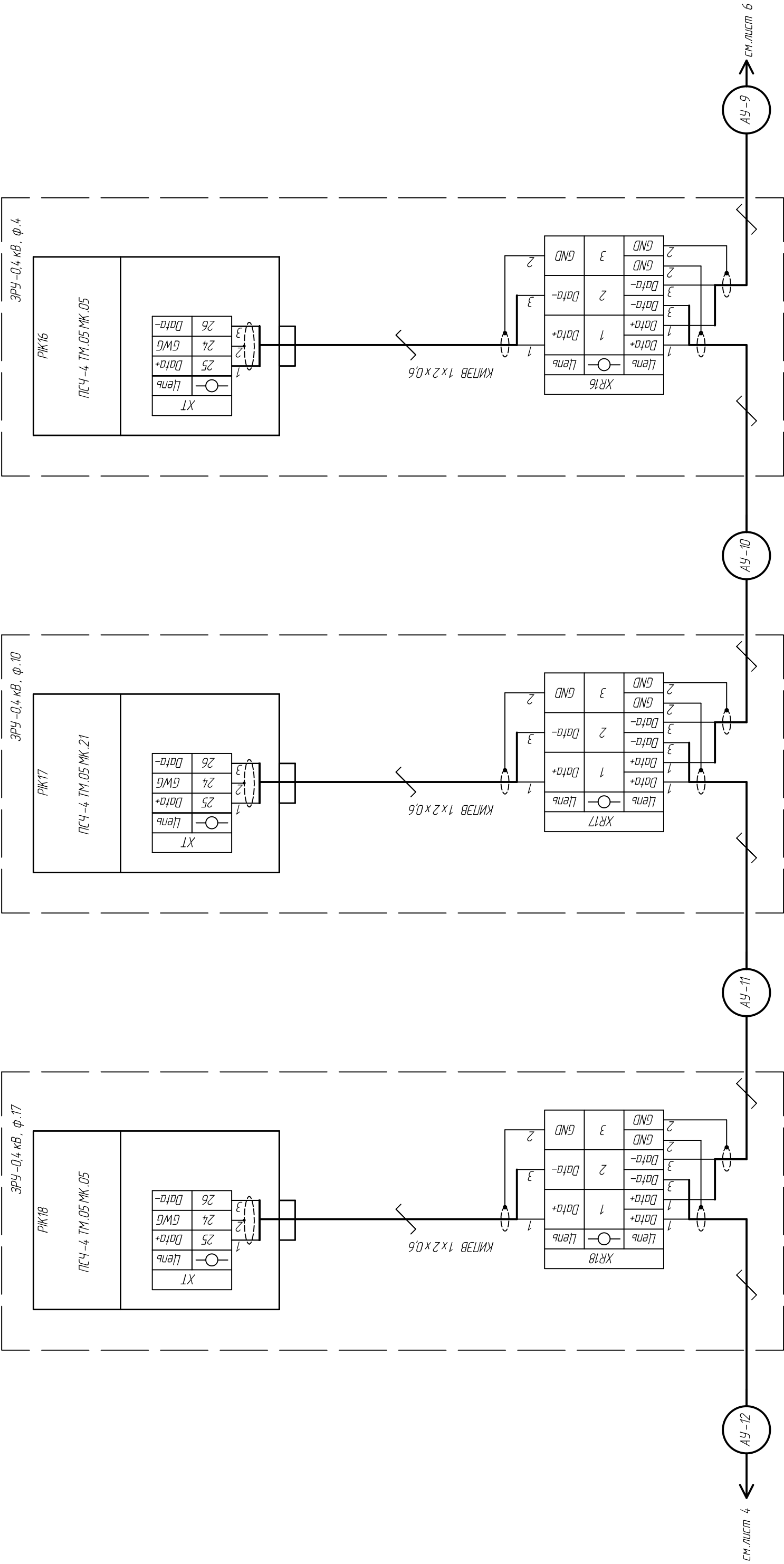
1. Упомянутой линией показано вновь устанавливаемое одорудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее одорудование.

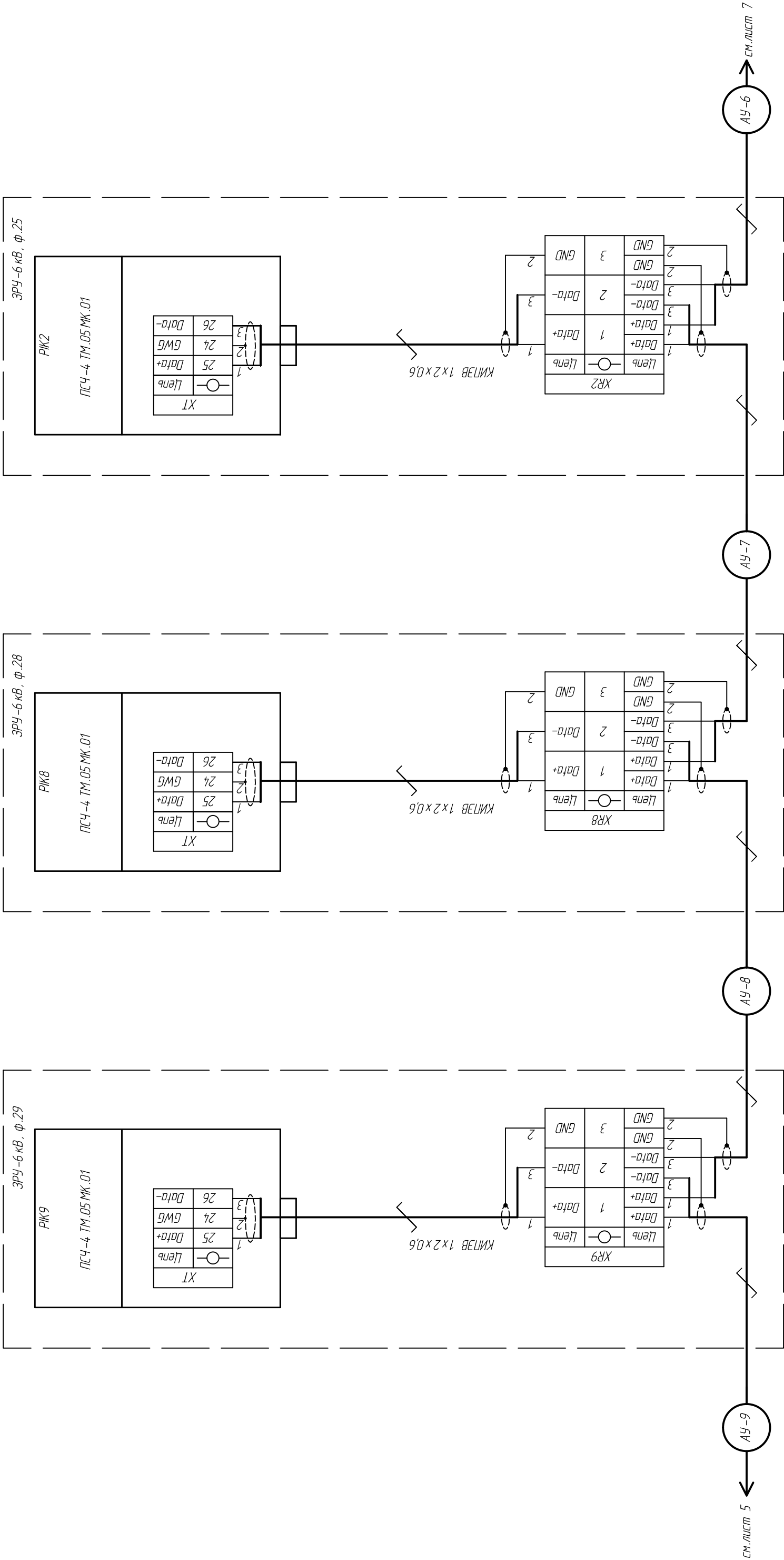
[illegible]

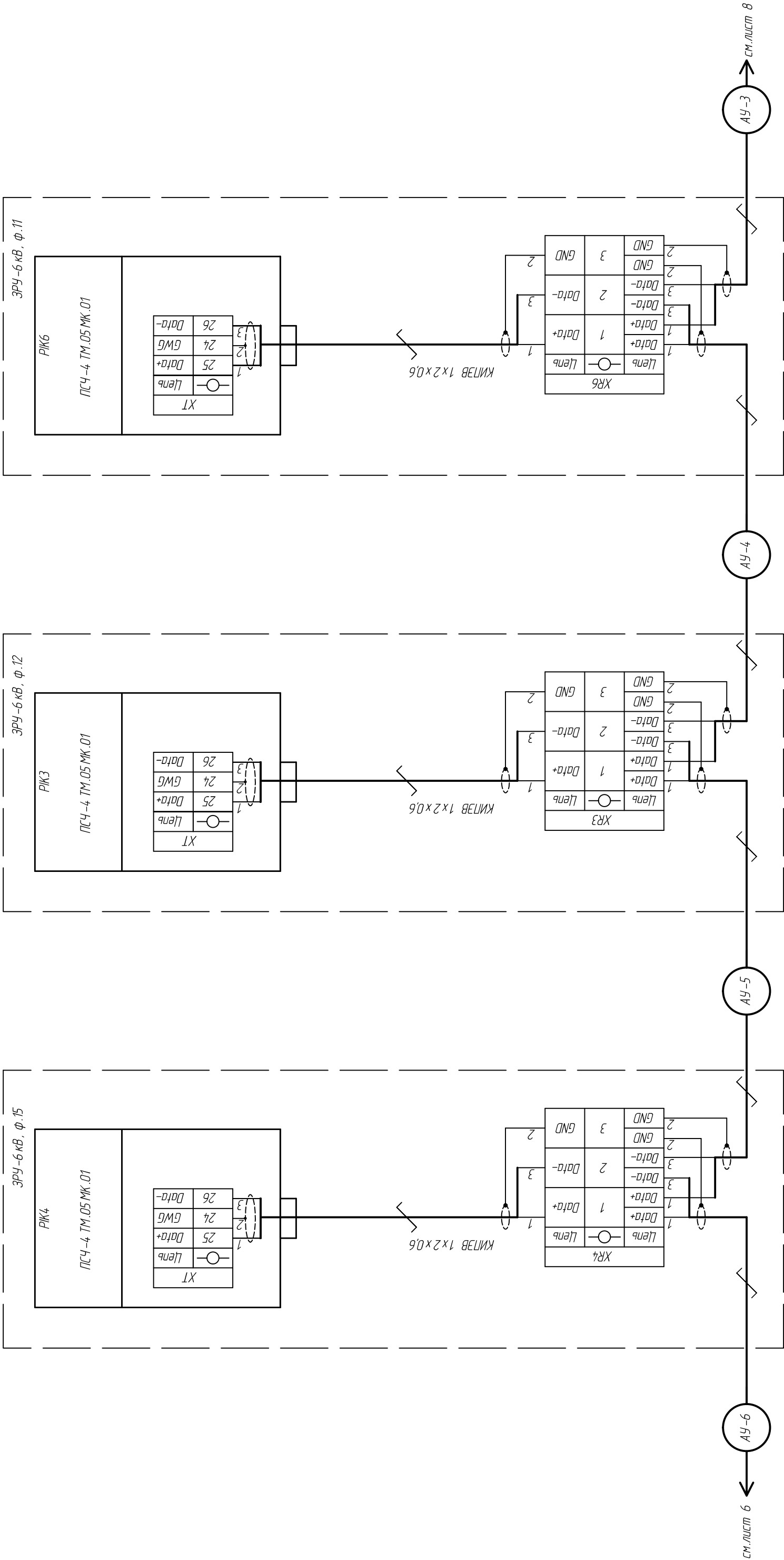


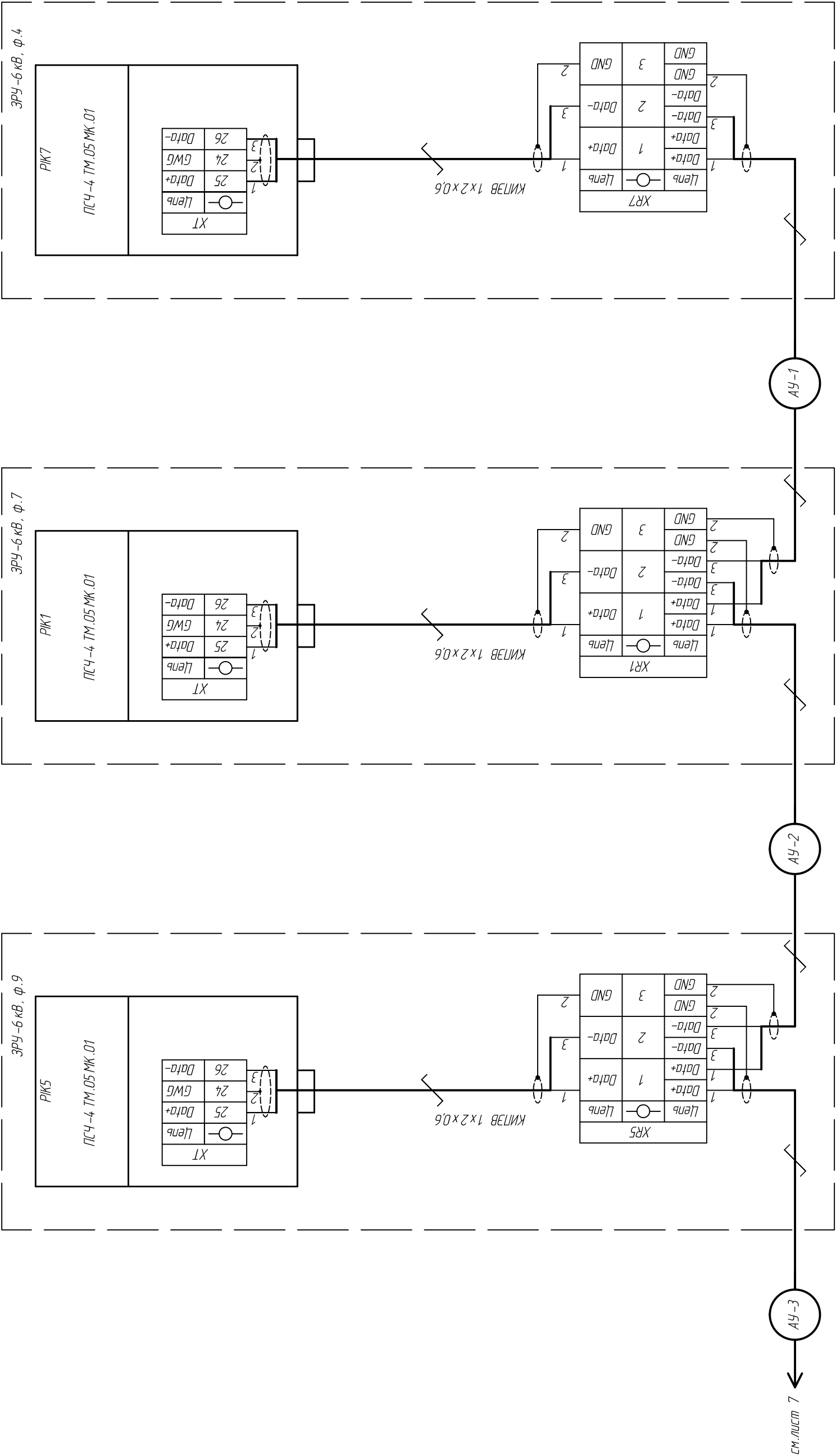




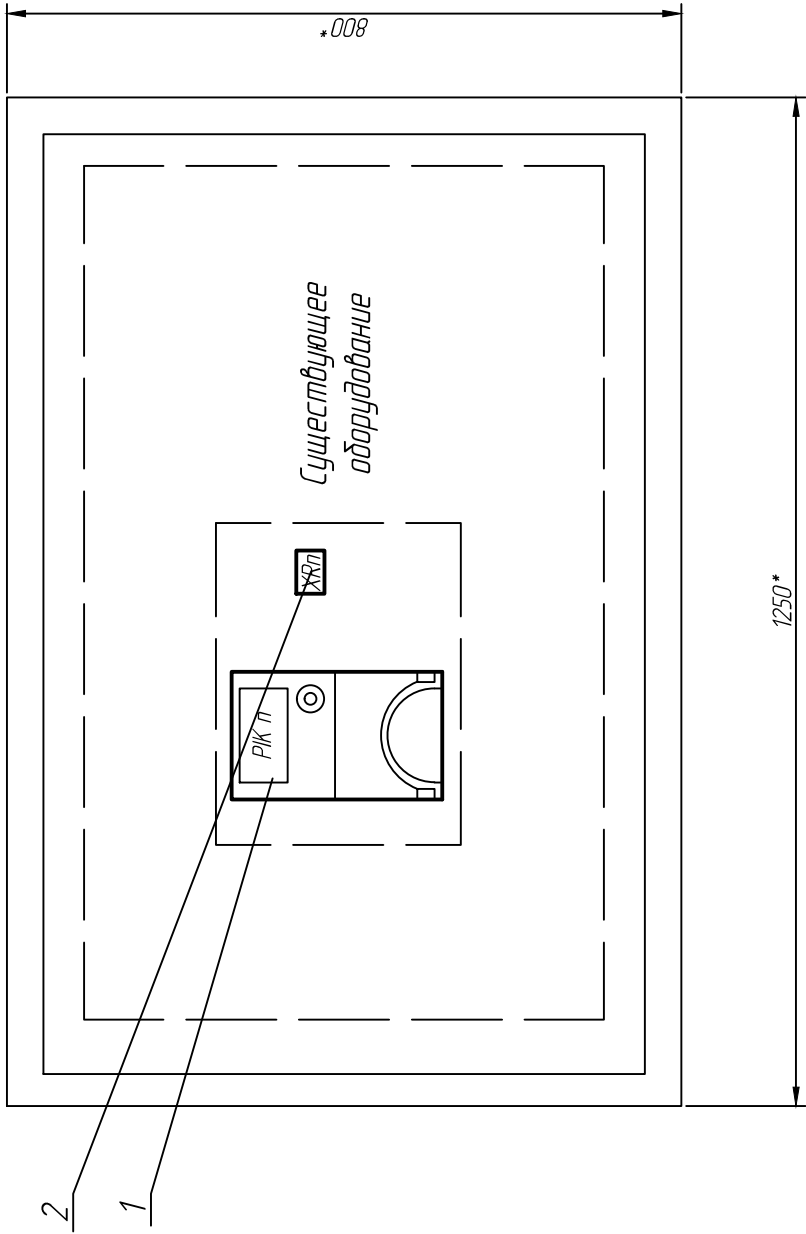








08090306207			



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 PR-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	Р/К 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. Упомянутой 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 определили при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии и раздельный интерфейс установить при помощи саморезов поз. 3.
6. Перечень материалов приведен для установки одного прибора учета.

[illegible]

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК п	Счетчик электроэнергии РСЧ-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
РЧ-0,4 кВ, ф. N

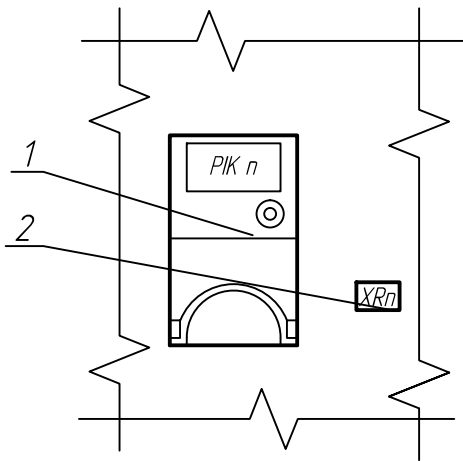


Таблица применения

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

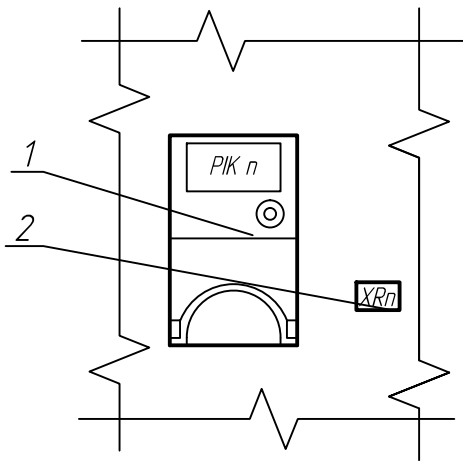


Таблица применения

Наименование присоединения, ф.N	РПК п
ф. 33	14
ф. 10	17

- 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.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.РД.СА						Лист
						3 826

*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

<i>Формат</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Кол-во листов</i>	<i>№ экз.</i>	<i>Примечание</i>
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.

Главный инженер проекта

А.В.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

<i>Формат</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Кол-во лп- ств</i>	<i>№ экз.</i>	<i>Примечани е</i>
		<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 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;

- 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.

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 12.1004-91 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 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.

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.

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;*

- 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:

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 кородки.

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).*

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

По 3.	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-10У3	400/5	-	-
					ТПЛ-10У3	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-10У3	300/5	-	-
					ТПЛ-10У3	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-10У3	300/5	-	-
					ТПЛ-10У3	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	-	-	-	-

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.

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.

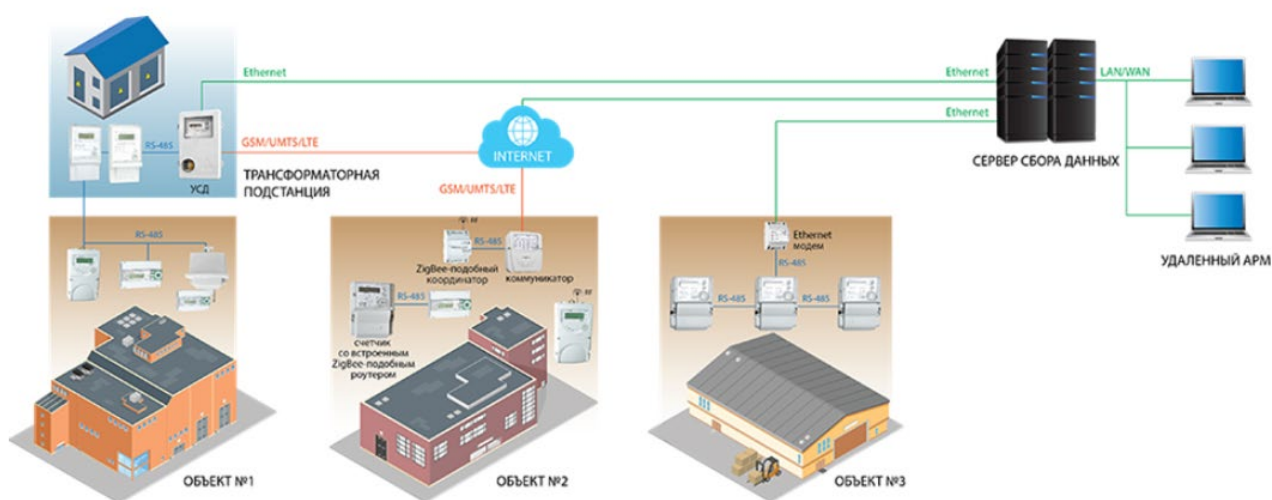
2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

- *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.*

- 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



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.

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 внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КЧЭ изображена на рисунке 4.1.

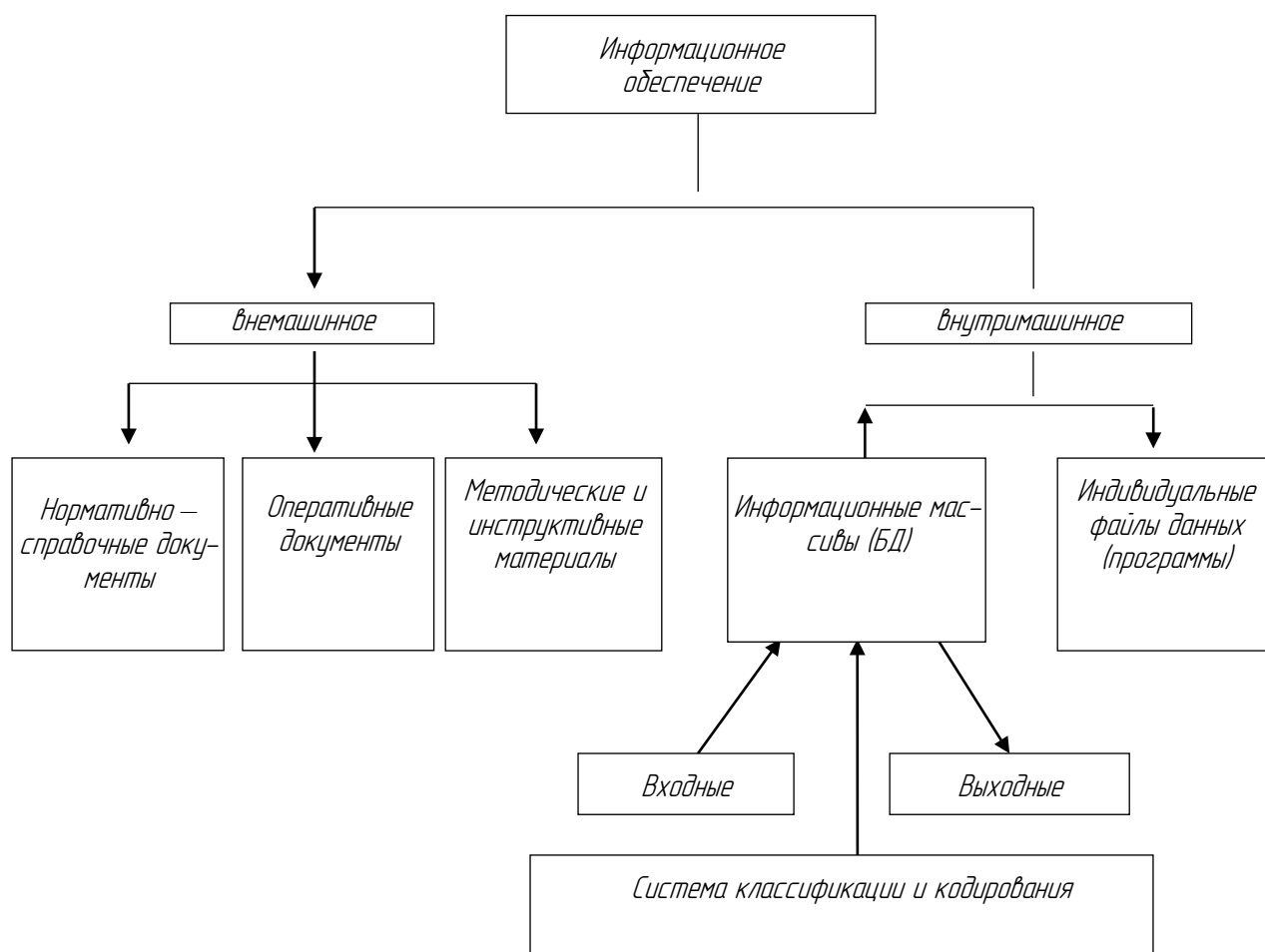


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЗ

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.

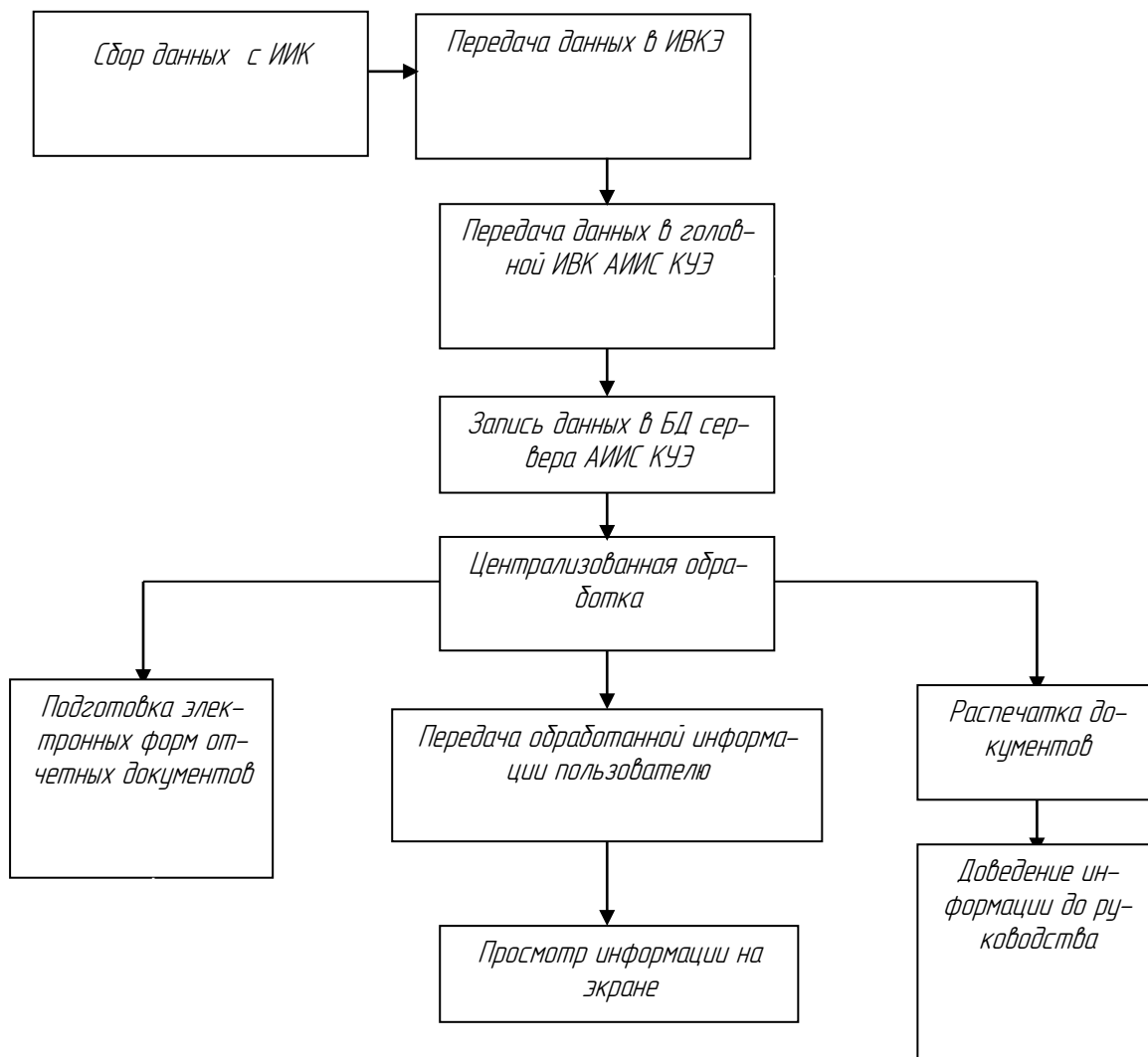


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

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);

- 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.

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, 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;

- 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 каждой 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;

- 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;

- 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

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 $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

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			

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-

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.

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.

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН»

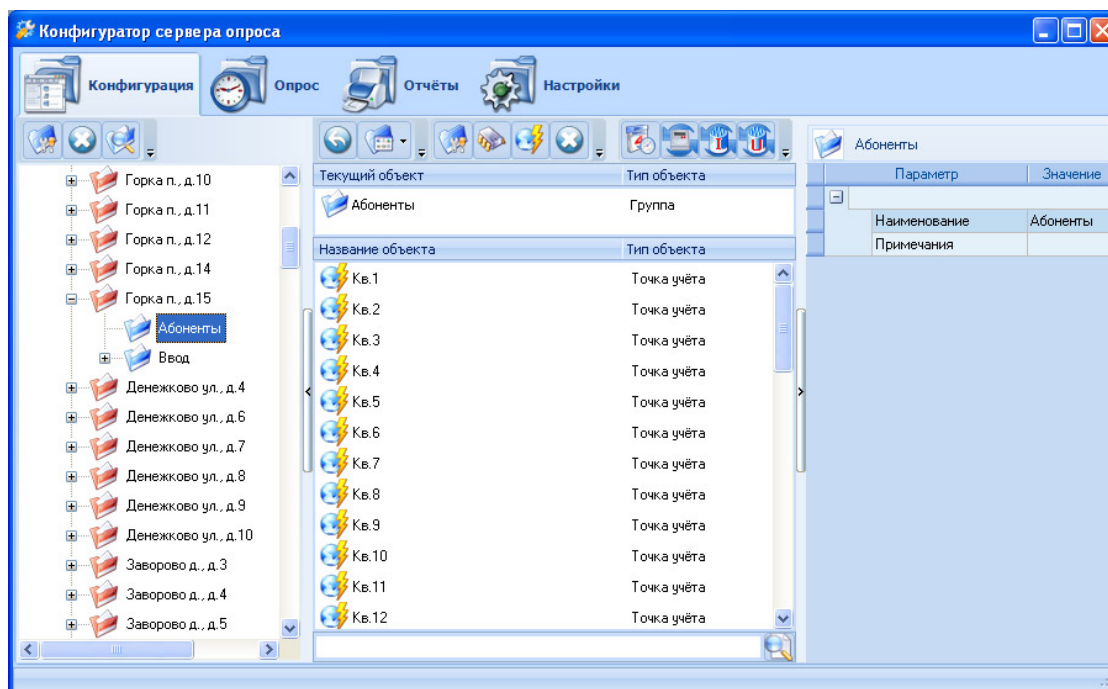
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «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.

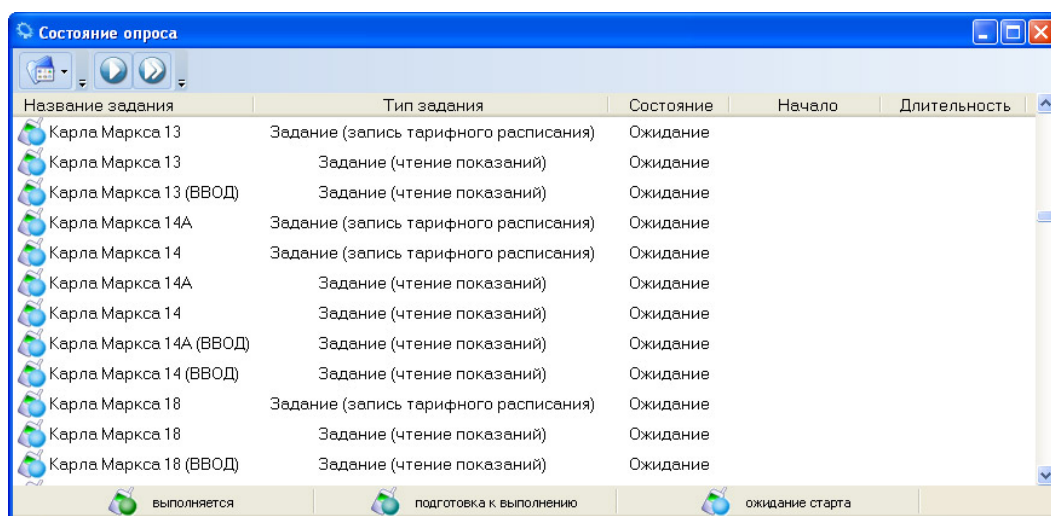
Сервер Опроса

Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



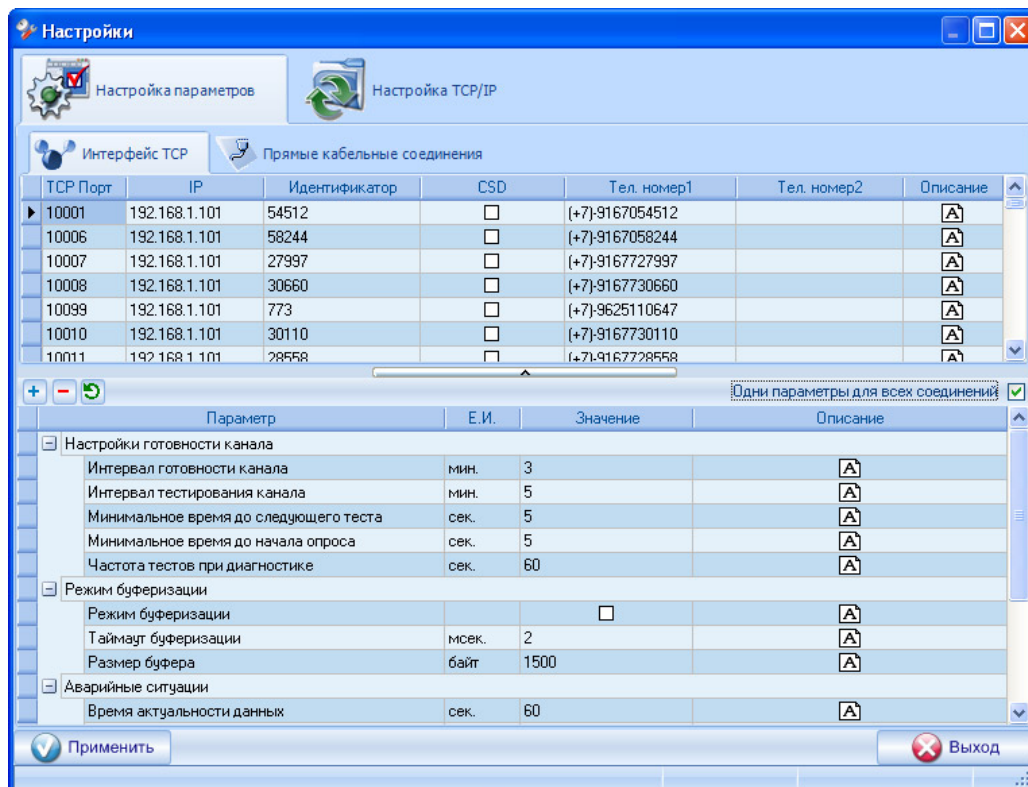
Конфигуратор Сервера Опроса

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.



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.
Березняка 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 1

Т

01.01.2009

00:00:00

455.270

202.789

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

541.869

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

к началу

Коммунаров пер.7,А

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

1018061051

СЭБ-1ТМ

210074166

Коммунаров пер.6,

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

СЭБ-1ТМ

210071088

Коммунаров пер.7, А

Бондарева Ирина Петровна

01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15

1

15136

15232

96

1018061085

СЭБ-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

СЭБ-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

СЭБ-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

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.

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:

- 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.

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>

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

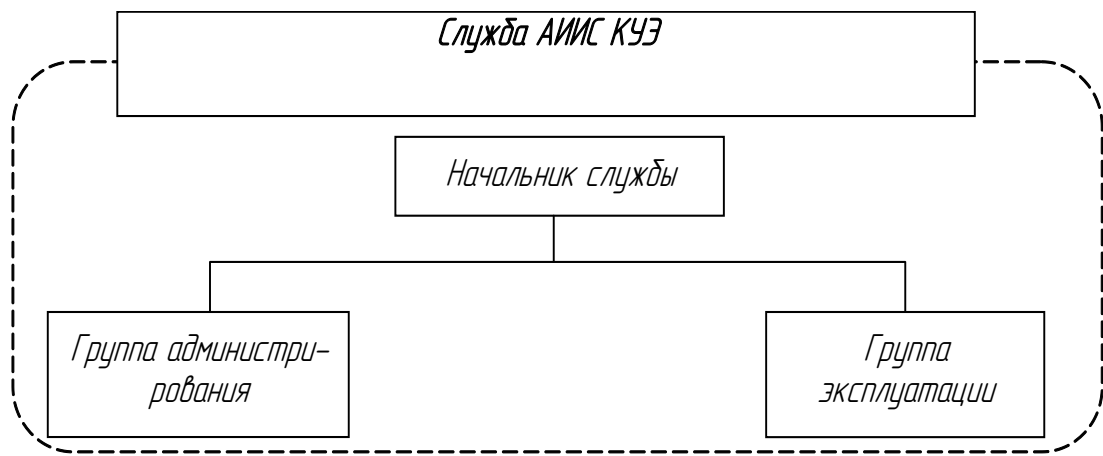


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

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;

— 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.

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.

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 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.

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 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	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 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,

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

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

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;

- 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;

- 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».

*"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.ТРП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.ТП

ПС 110/6кВ "Машзавод"

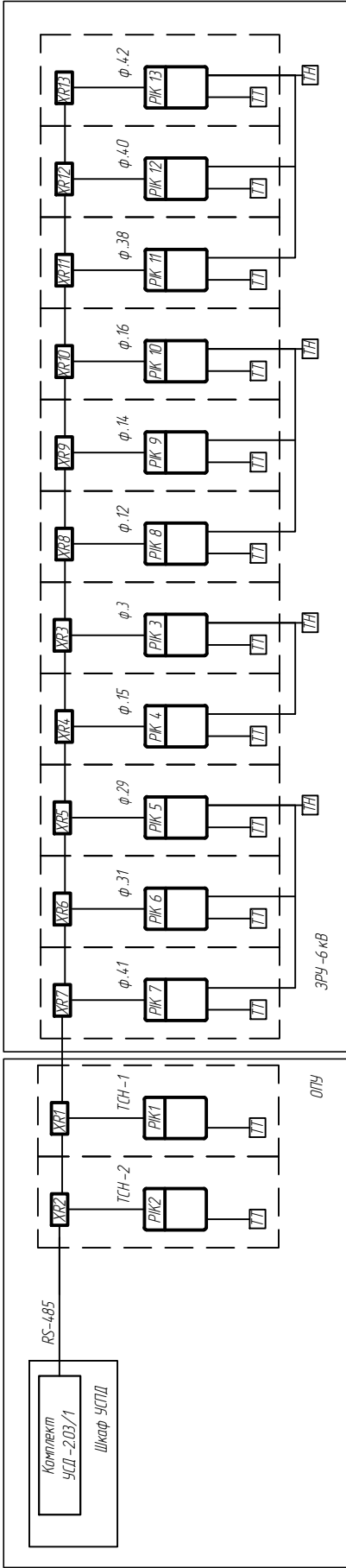
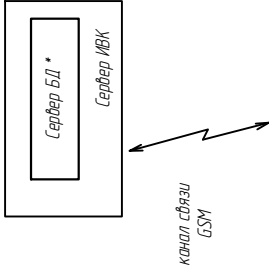
Стадия Лист Листов

Р 1

ООО "Инэнерготех"

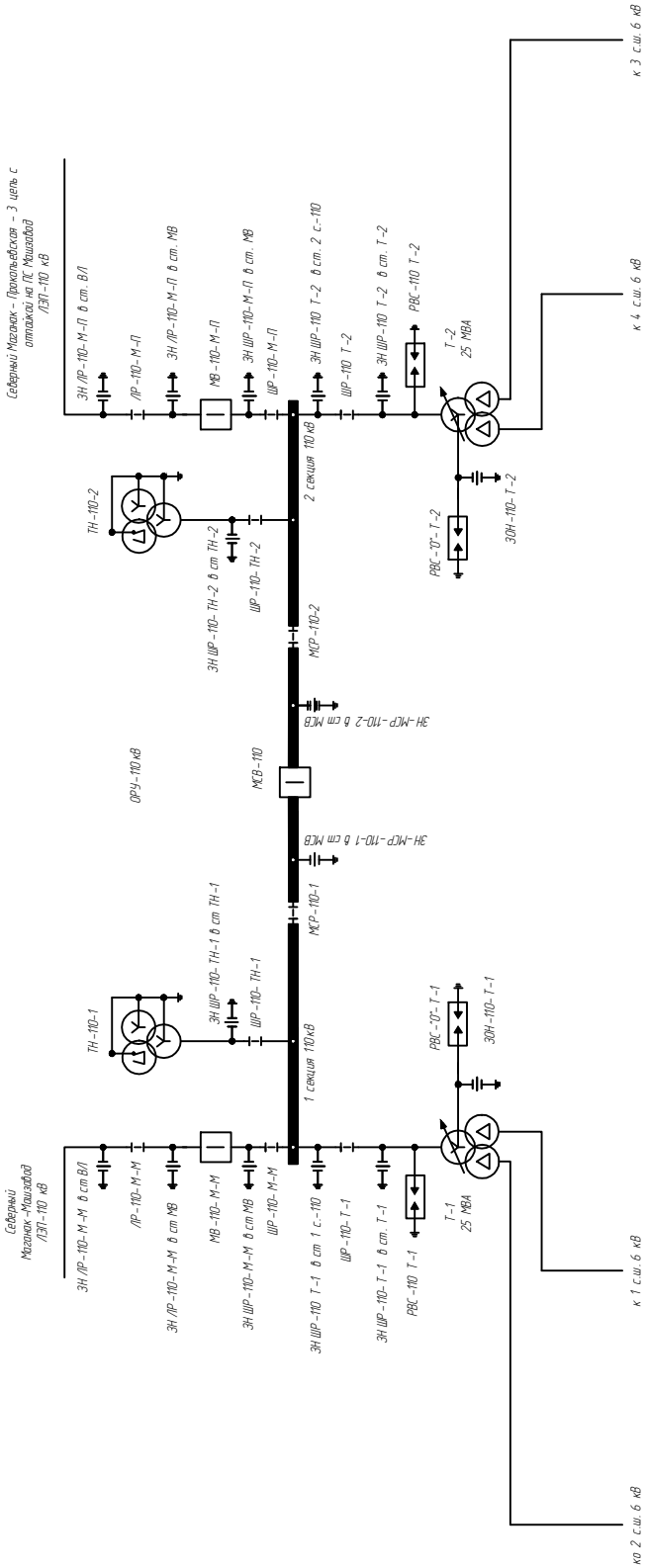
878

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК3- РК13	Счетчик электроэнергии ЛСЧ-4 ТМ 05 МК 01	11	
2	РК1, РК2	Счетчик электроэнергии ЛСЧ-4 ТМ 05 МК 05	2	
3	ХР1-ХР13	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	13	



- Упомянутый линией показан вкоть устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * - сервер управления ИВК в данном проекте не предусматривается.

ИЭТ.83.2020.03СК.05.РД.С 1									
АИИС КУЭ 000 "ОЭСК"									
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ джк.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логошева			2020				
Пробер.		Козлов			2020				
						ЛС 110/6кВ "Машзавод"			
						Стадия	Лист	Листов	
						Р		1	
						Схема структурная			
						ООО "Инэнерготех"			
Учб.	Собченко				2020				



- Упомянутой линией показано внады, установленное оборудование.
- Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИЭС КУЗ ООО "ОЭСК", должны быть с действующей поверкой.
- Класс точности, на датчиках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.СБ.01

АИЭС КУЗ ООО "ОЭСК"

ПС 110/6кВ "Машавод"

Схема однолинейная

ООО "Инэрготех"

Формат А3

к шпату соед. ст. нуд

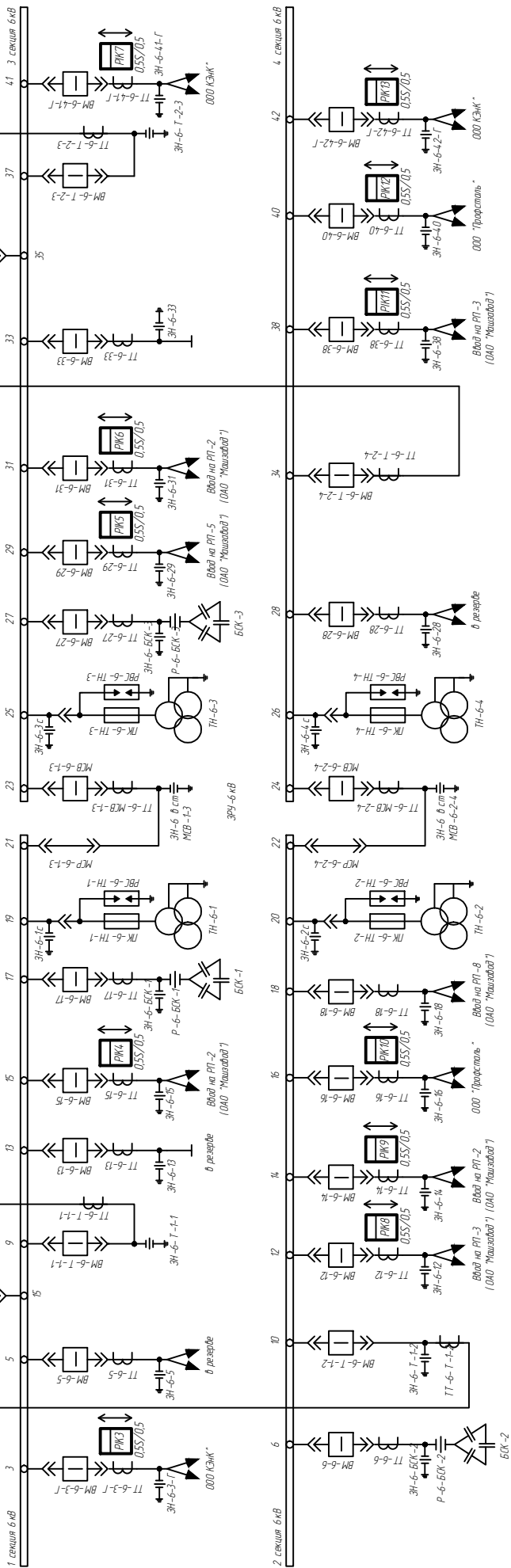
к шпату соед. ст. нуд

ПС 110/6 кВ "Машзавод"

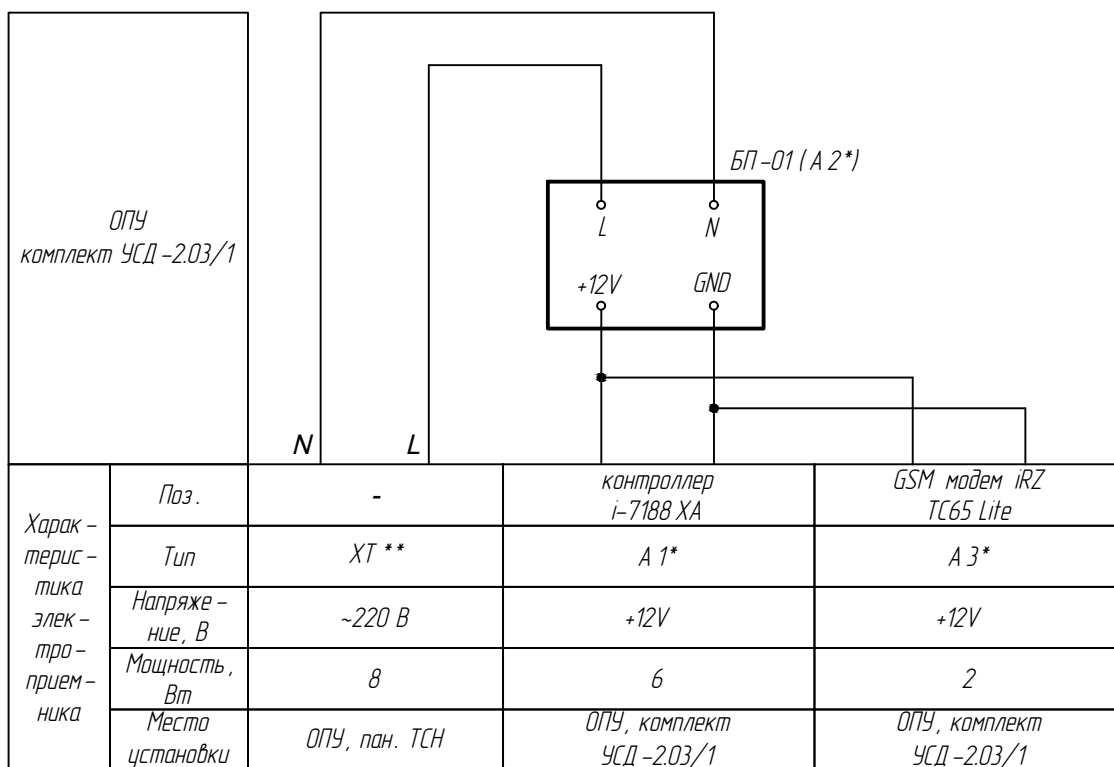
к Т-1

к Т-2

к Т-2



1. Упомянутой линией показано впасть устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав МИС КУЗ, должны быть с действующей поддержкой.
3. Класс точности, на которых измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5
4. * - Данные по существующему оборудованию отсутствуют, необходимо убедиться в выполнении п. 2 настоящего приложения



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.

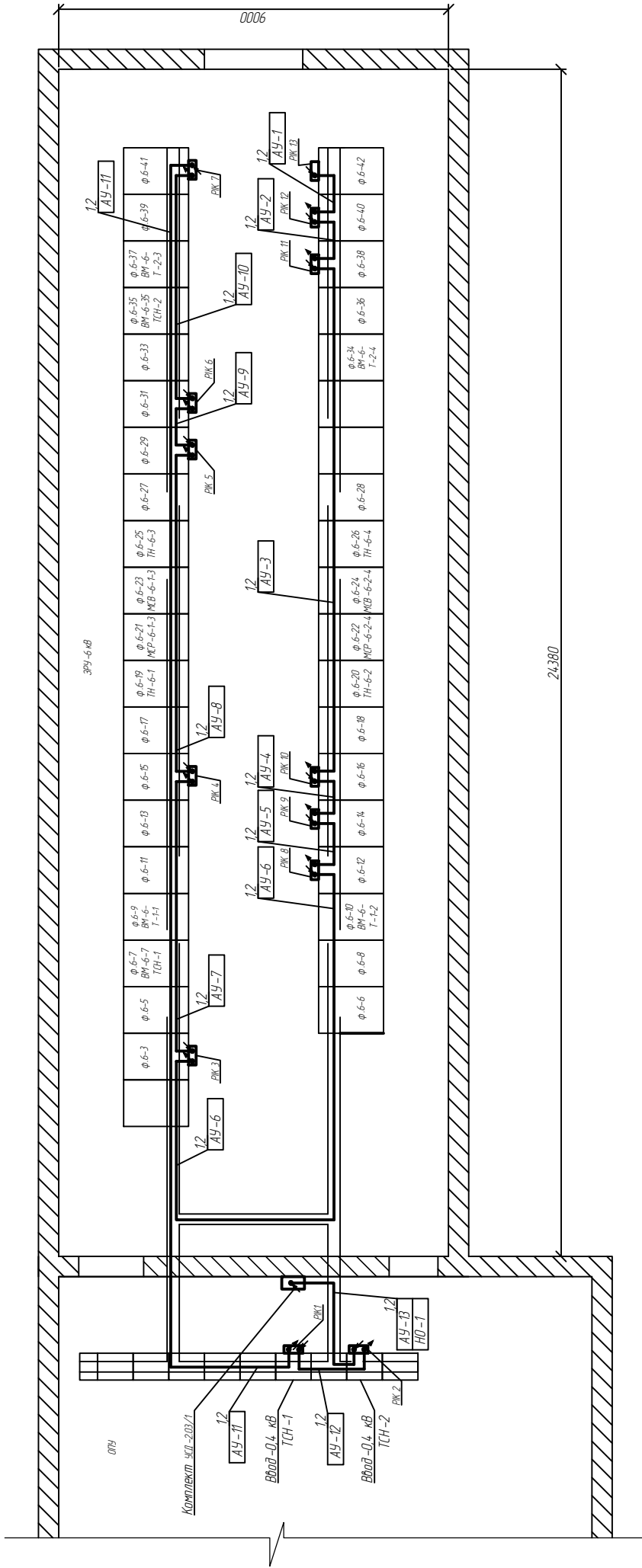
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.05.РД.СБ.02

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.05. РД.СБ.02					
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						
Разраб.	Логашева				2020	ПС 110/6кВ "Машзавод"			Стадия	Лист	Листов
Провер.	Козлов				2020				Р		1
						Схема электрическая принципиальная распределительной сети			ООО "Инэnergотех"		
Утв.	Савченко				2020				882		

ПС 110/6 кВ "Машзавод"
(опт. 0,000)

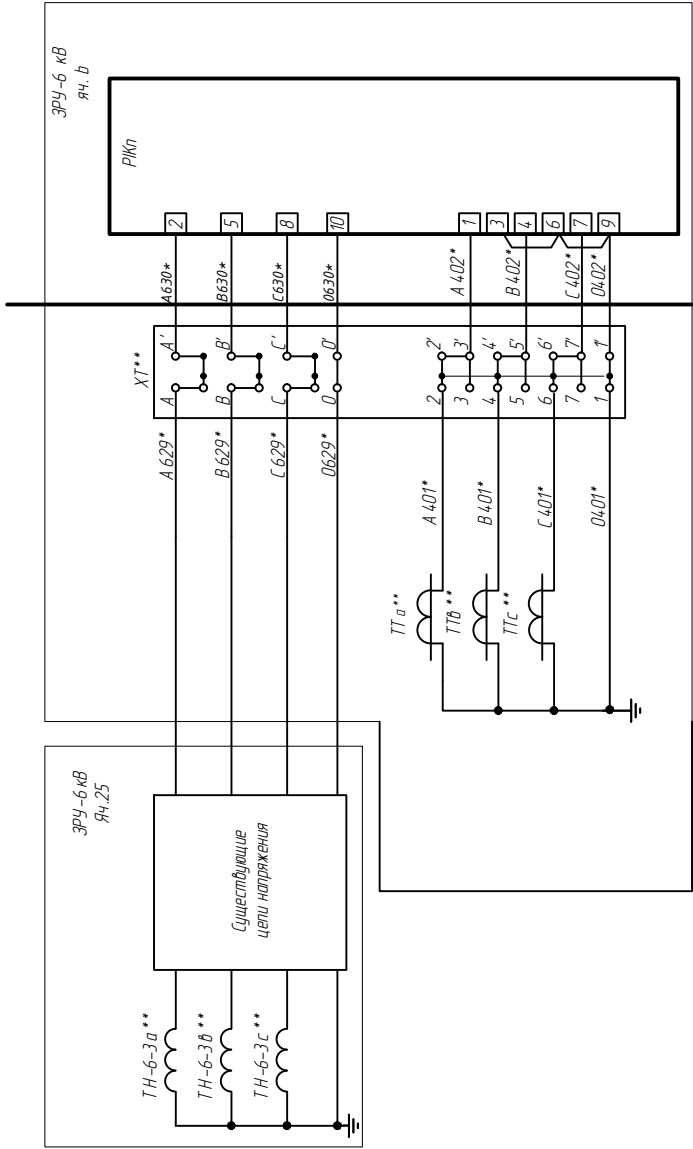
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок-хомут JSS 4,8х300	150	
2		Бирка кабельная маркировочная УЗ4 УЗ5	28	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	30	



- Упомянутой линией показано впадо, устанавливаемое оборудование.
- Прокладку кабелей выполнить по существующим кабельным конструкциям, исходя из удобства монтажа.

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.РД.С.7			
АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. изм.	Лист	Дата
Разработ.	Логоваева	2020	2020
Провер.	Козлов	2020	2020
План расположения оборудования и проводов			
Учт.	Собаченко	2020	2020

Присоединение ф. п



Существующее оборудование ПС 110/6 кВ "Машзавод"

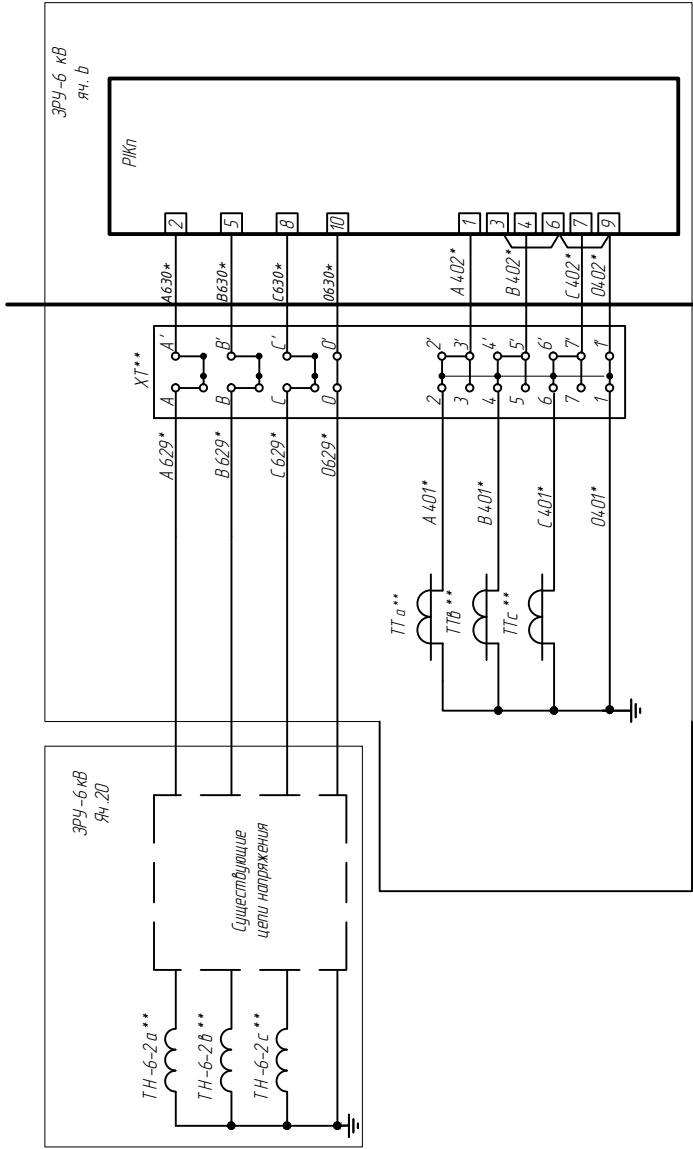
По разрабатываемому проекту "АИИС КУЗ
ООО "ОЭСК" (ИЭТ.83.2020.03СК.05.РП.)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф. п	ЗРУ - 6 кВ, яч. б	РЖ п
ф. 29	29	5
ф. 31	31	6
ф. 41	41	7

1. Упомянутой линией показано впасть устанавливаемое оборудование АИИС КУЗ.
2. * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** - существующее оборудование.
4. Впасть устанавливаемое оборудование счетчики электрической энергии установить и подключить впасть. Существующие. Схему подключения счетчика см. руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Присоединение ф. п



Существующее оборудование ПС 110/6 кВ "Машзавод"

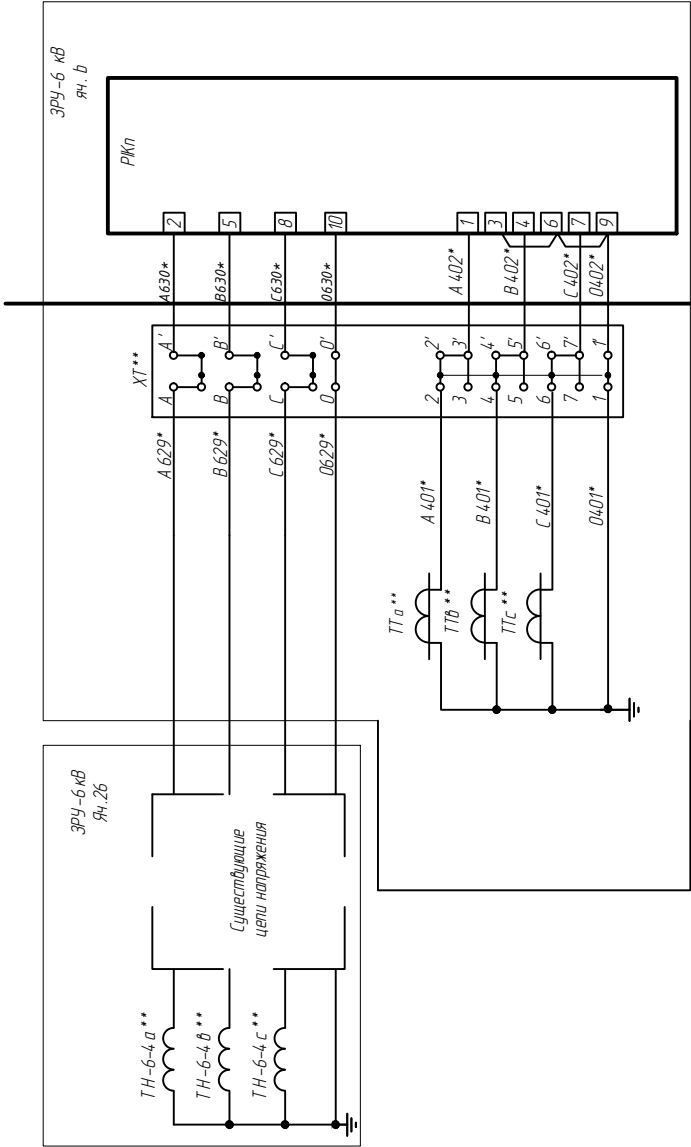
По разрабатываемому проекту "АИИС КУЗ
ООО "ОЭСК" (ИЭТ.83.2020.05СК.05.РП.1)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф. п	ЗРУ -6 кВ, яч. б	РКН п
ф. 12	12	8
ф. 14	14	9
ф. 16	16	10

1. Упомянутой линией показано вводить устанавливаемое оборудование АИИС КУЗ.
2. * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** - существующее оборудование.
4. Ввод устанавливаемое оборудование счетчики электрической энергии установить и подключить в соответствии с существующими схемами подключения счетчика см. руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Присоединение Ф. П



Существующее оборудование ПС 110/6 кВ "Машзавод"

По разработкам проекта "АИЭС КУЗ
000 "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.03СК.05.РД.)

Таблица применения

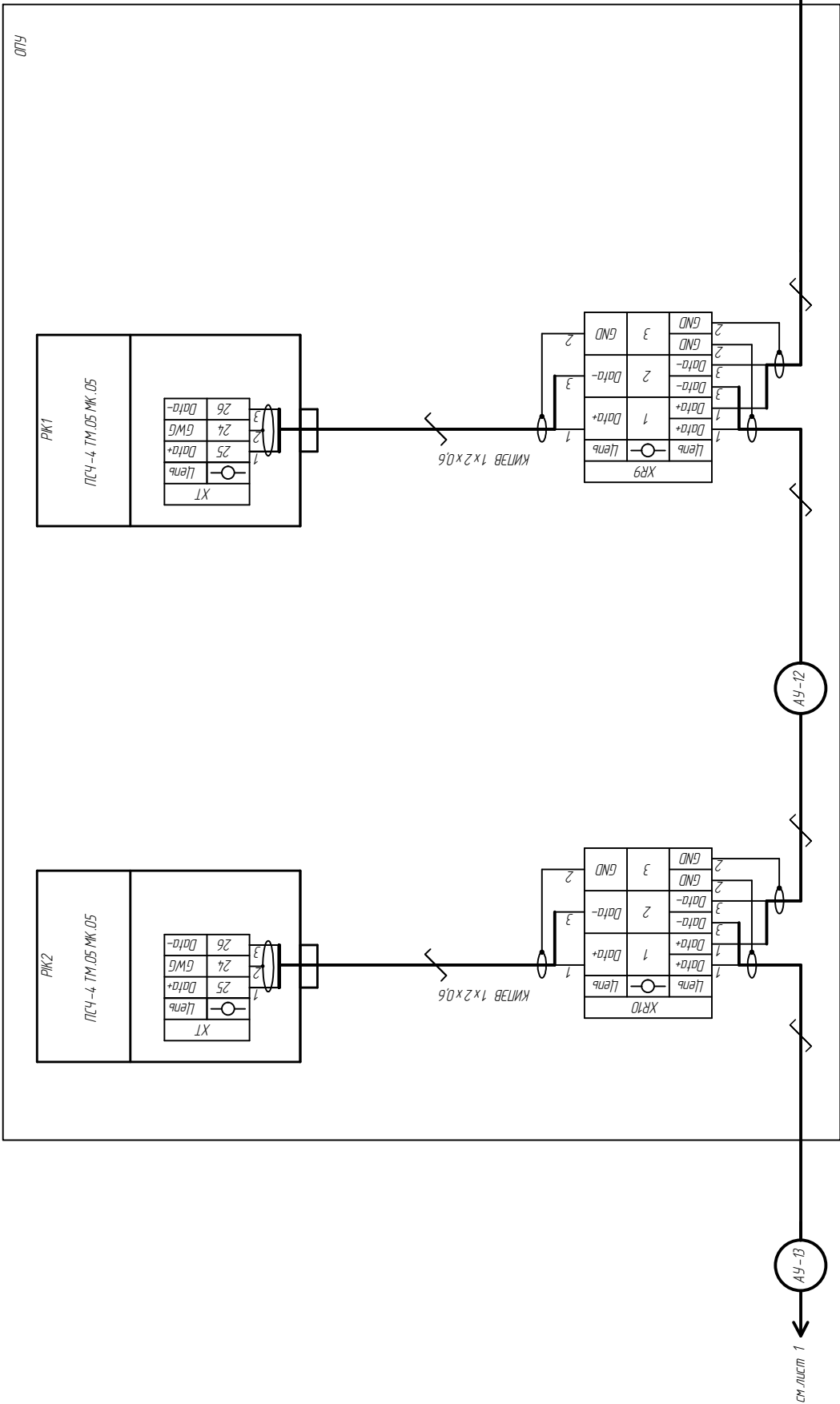
Наименование присоединения, ф. N	ЗРУ-6 кВ, яч. b	РК п
ф. 38	38	11
ф. 40	40	12
ф. 42	42	13

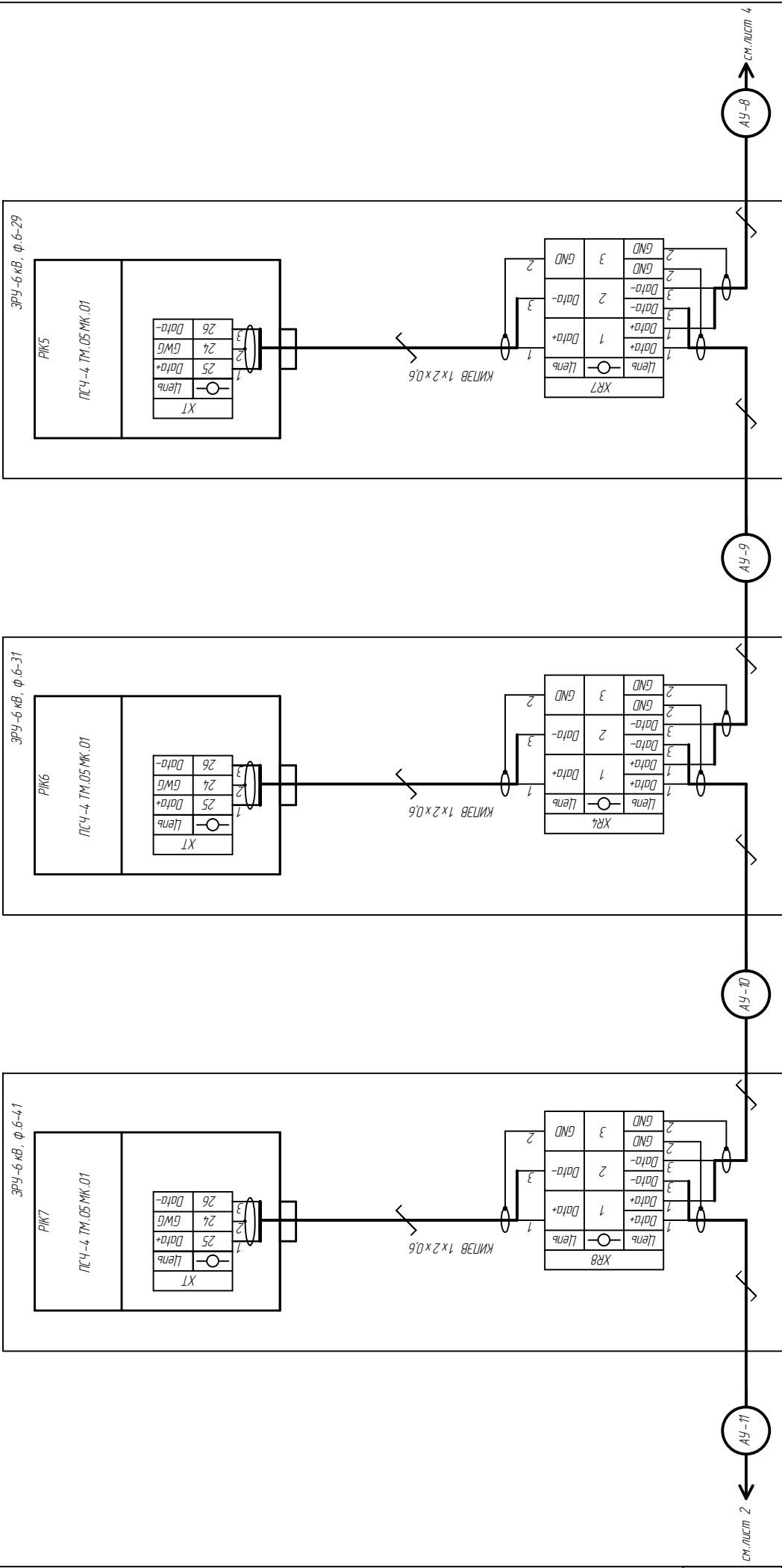
- Упомянутой линией показано вводить устанавливаемое оборудование АИЭС КУЗ.
- * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- ** - существующее оборудование.
- Ввод устанавливаемое оборудование счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см. руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

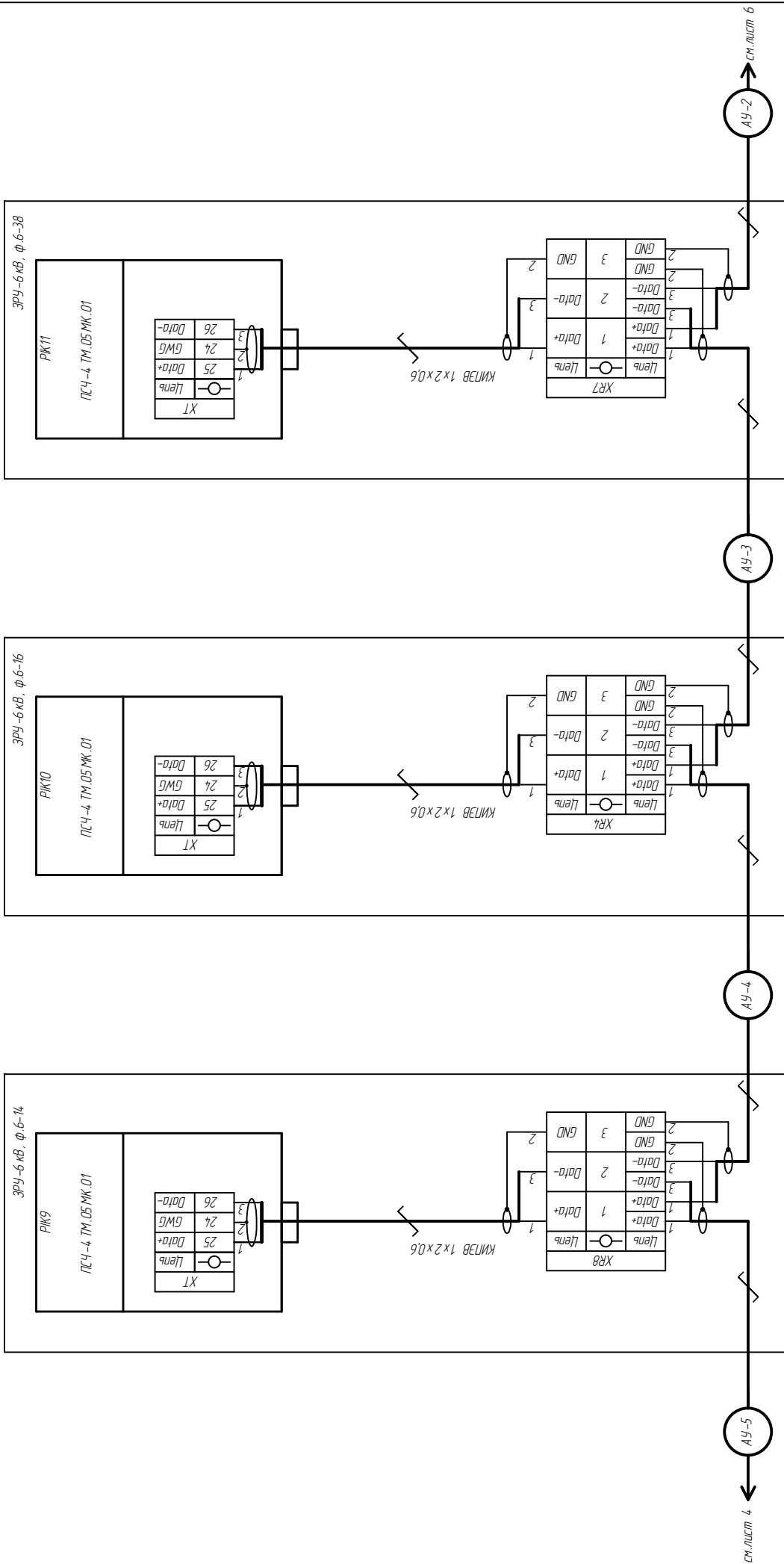
[illegible]

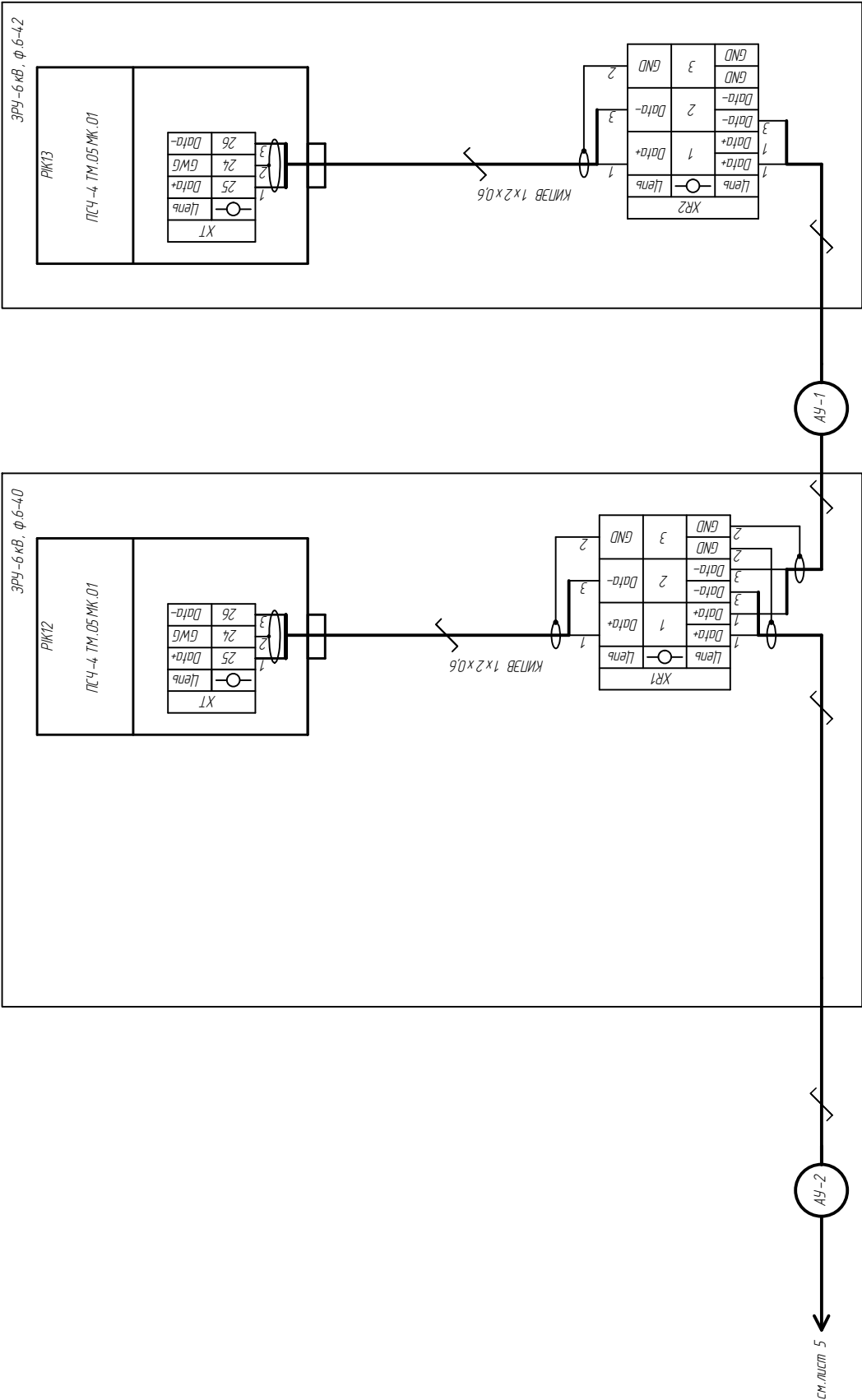
Наименование присоединения, ф. N	РЖ п
ТСН-1	1
ТСН-2	2

1. Усполненней линии показан внавь усопновляемое аббурбование АИИС КУЗ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее аббурбование.
4. Внавь усопновляемое счепчики электрической энергии установить и подключить вэзмен существующих. Схему подключения счепчика см. рисбббббббббб по эксплуатации. При подключении использовать существующую проводку.









Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –6 кВ, ф. N

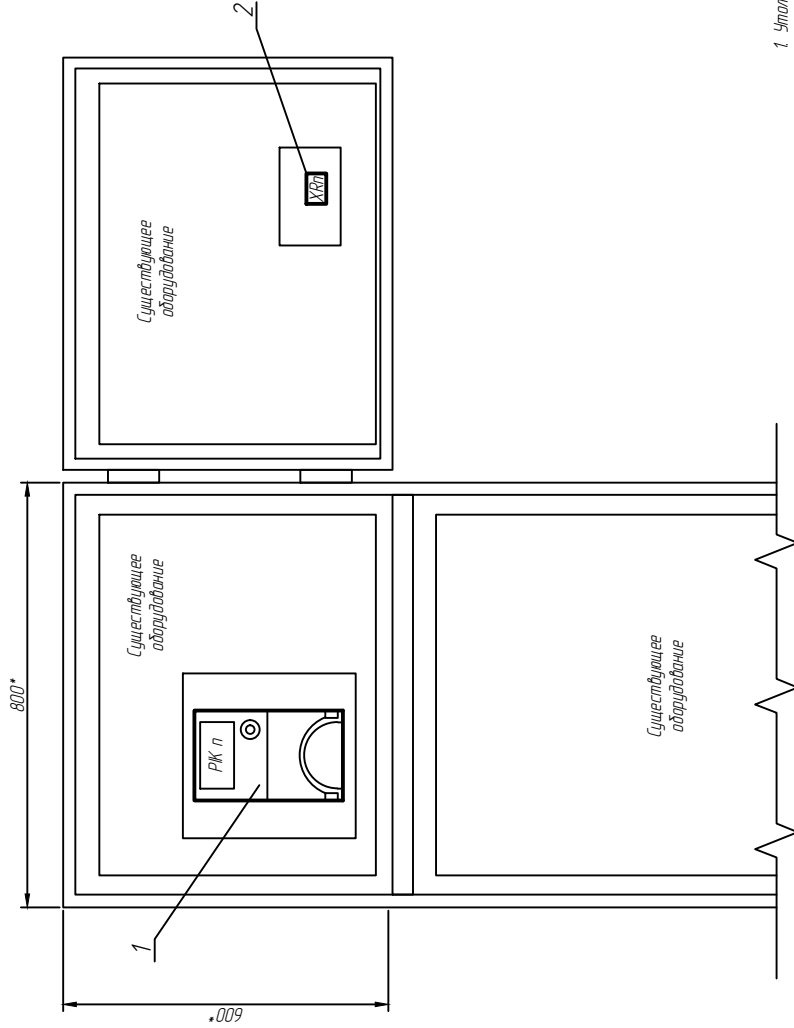


Таблица применения

Наименование присоединения, ф.И	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 устанавливаемое счетчики электрической энергии установить и подключить вазмен 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 паз. 3.

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.05.РД.СА									
АИИС КУЭ 000 "ОЭСК"									
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ джк.	Подп.	Дата				
Разраб.	Логошева				2020				
Пробер.	Козлов				2020				
ПС 110/6кВ "Машзавод"						Стация	Лист	Листов	
						Р	1	2	
Чертеж установки технических средств						000 "Инэнерготех"			
Утв.	Собченко				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”

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.ТРП

2020

<i>Формат</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Кол-во листов</i>	<i>№ экз.</i>	<i>Примечание</i>
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.ТД	Техническая документация	45		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.04.РД	Рабочая документация	10		

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

*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

<i>Формат</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Кол-во листов</i>	<i>№ экз.</i>	<i>Примечание</i>
		<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		

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;

– 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/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.

1.4 Описание процесса деятельности

АИИС КУЭ создаётся как открытая система с централизованной функцией управления и распределённой функцией измерения, которая имеет два уровня (первый и третий.) Установка второго уровня в данном проекте не предусматривается.

Нижний ИИК (первый уровень) включает в себя информационно-измерительные комплексы (ИИК) коммерческого учета 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 (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.

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 12.2007.0–75 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.

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 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.

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;

- 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;

— 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:

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 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).*

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	-	-

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.

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:

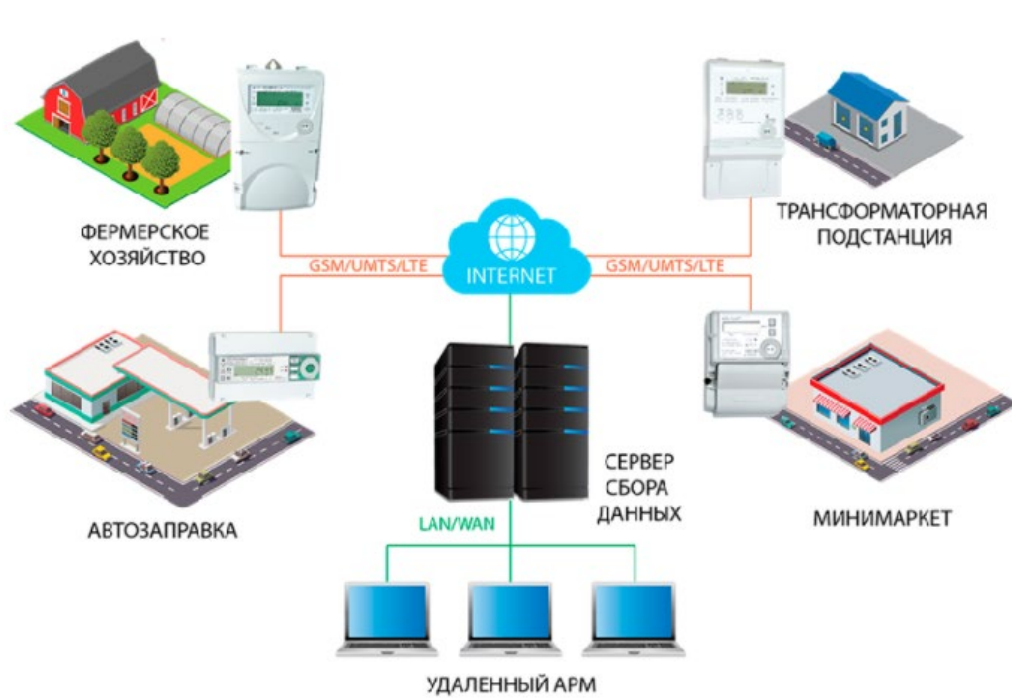
- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;*
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);*
- контроль достоверности результатов измерений;*
- доступ ИАСУ КУ к информации.*

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.*

АСКУЭ в мелкомоторном секторе



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.

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 внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КЧЭ изображена на рисунке 4.1.

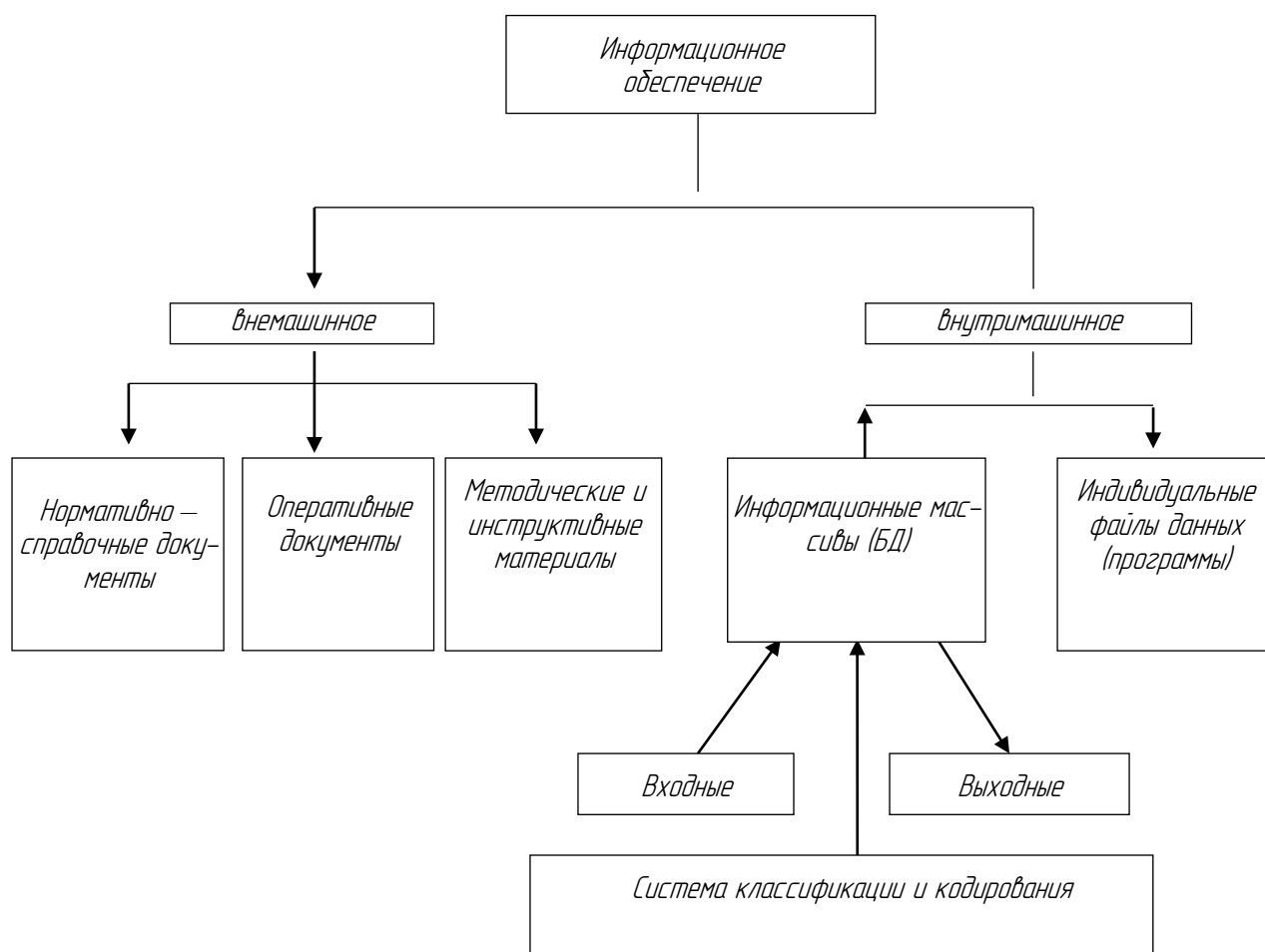


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

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.

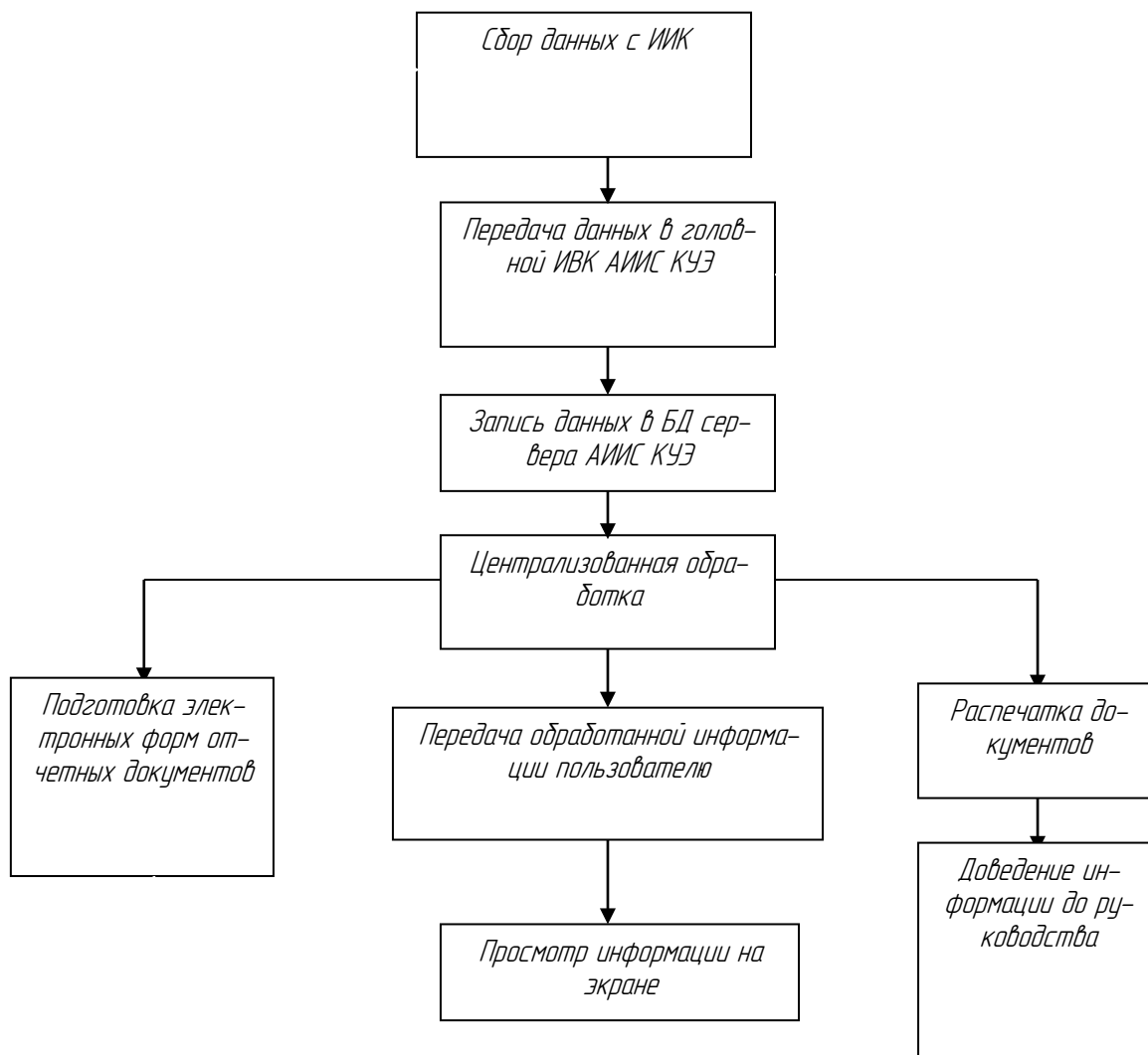


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

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 внемашинной информации

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

- 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.

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, 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;

- 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 каждой 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;

- 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;

- 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

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 $I_{\delta} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_{\delta}}{I_x} - 1 \right) \right]$ 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 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 АИИС 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.

5.3 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 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.

5.5 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 каналообразующей аппаратуры.

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН»

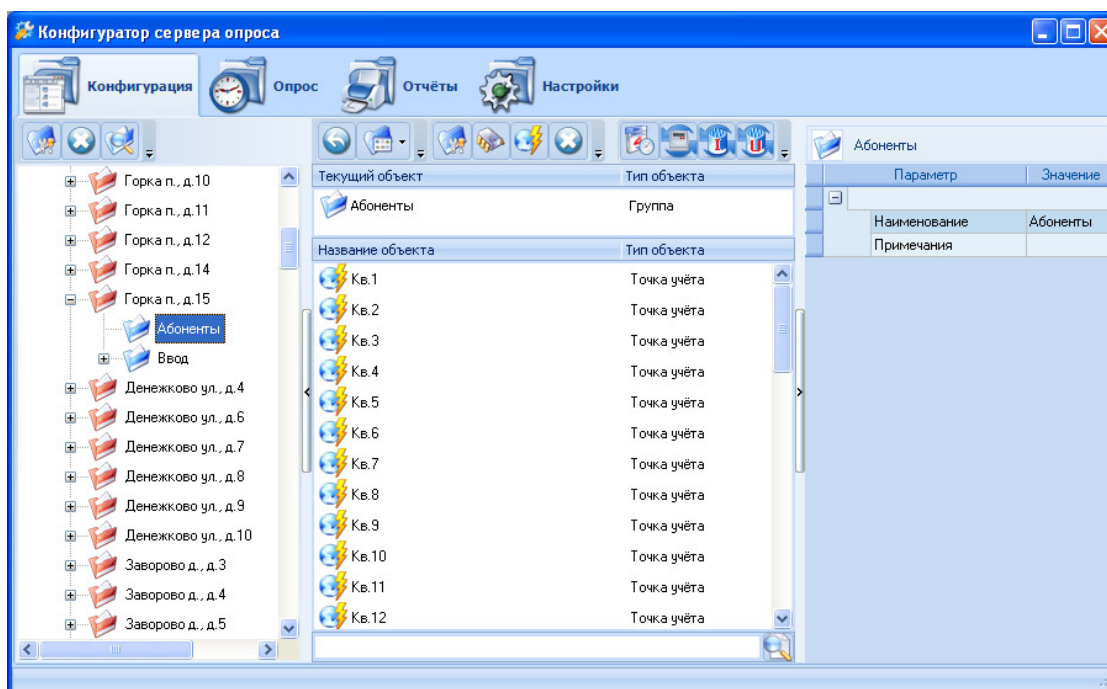
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «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.

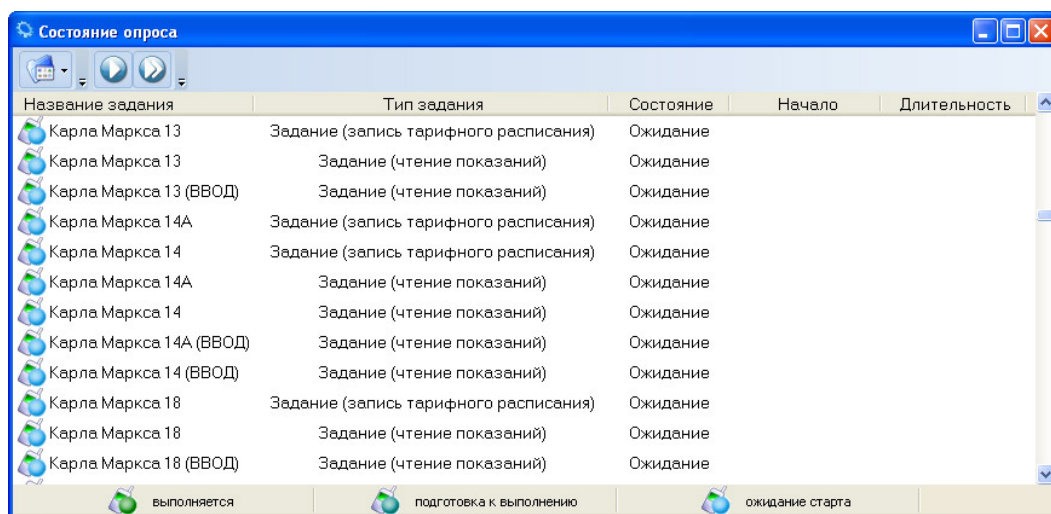
Сервер Опроса

Считывает конфигурацию объектов учёта из базы данных и создаёт план опроса. После проведения опроса данные, считанные модулем, сохраняются в базе данных для последующей обработки.



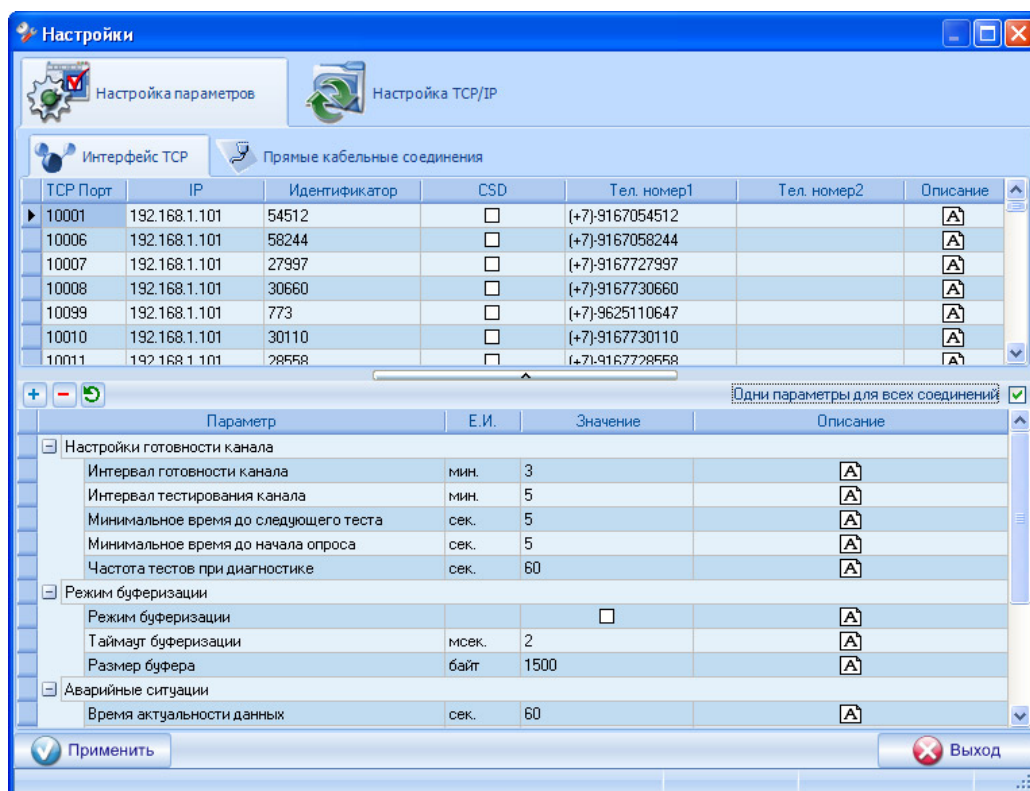
Конфигуратор Сервера Опроса

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.



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.

Кв.202

Дата	Время	Сумма	Тариф 1	Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	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

К началу

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
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
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
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

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.

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 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;*

- 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 $I_1 = (5-20)\%$ от $I_{ном}$ и $\delta_p = \pm 1,7$ при $I_1 = (20-120)\%$ 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.

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>

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

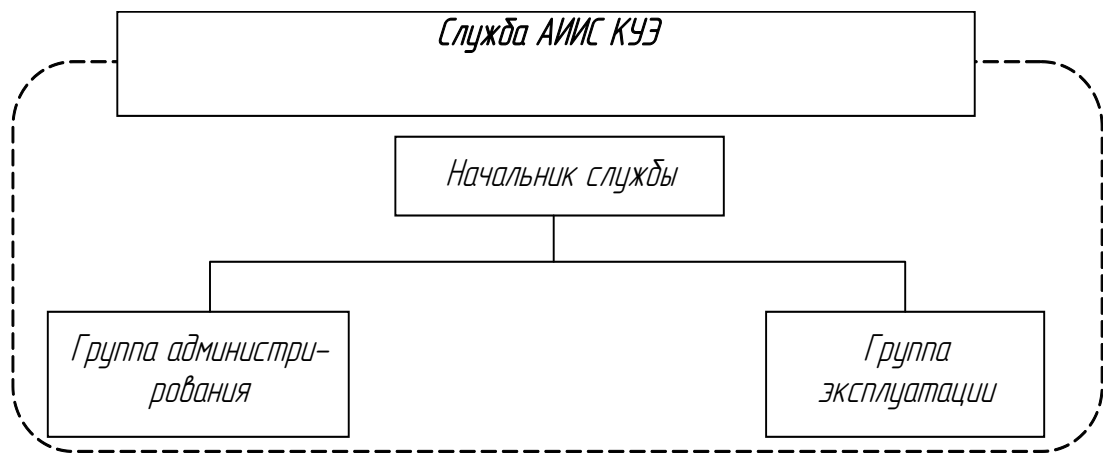


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

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;

– 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.

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.*

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 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,

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

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:

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

$$K_r = 41322 / (2 + 41322) = 0.99.$$

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 оперативно 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;

– 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:

- возникновения пожара в шкафах;*
- возникновения неисправностей в цепях управления;*
- возникновения неисправностей в токовых цепях;*
- возникновения 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».

“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

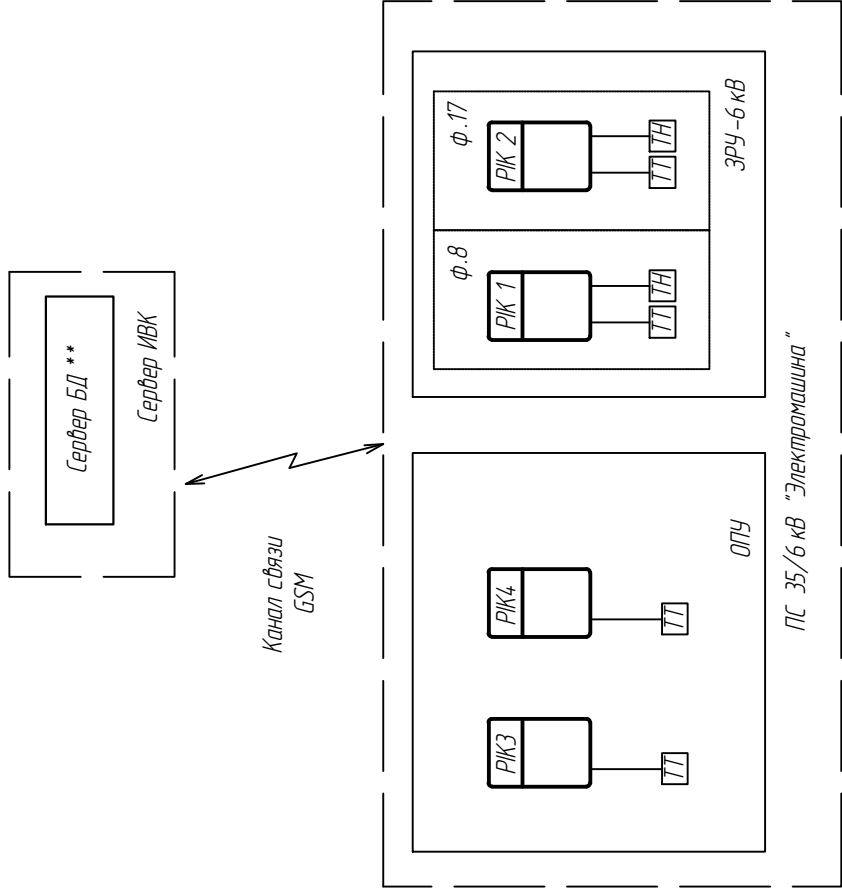
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

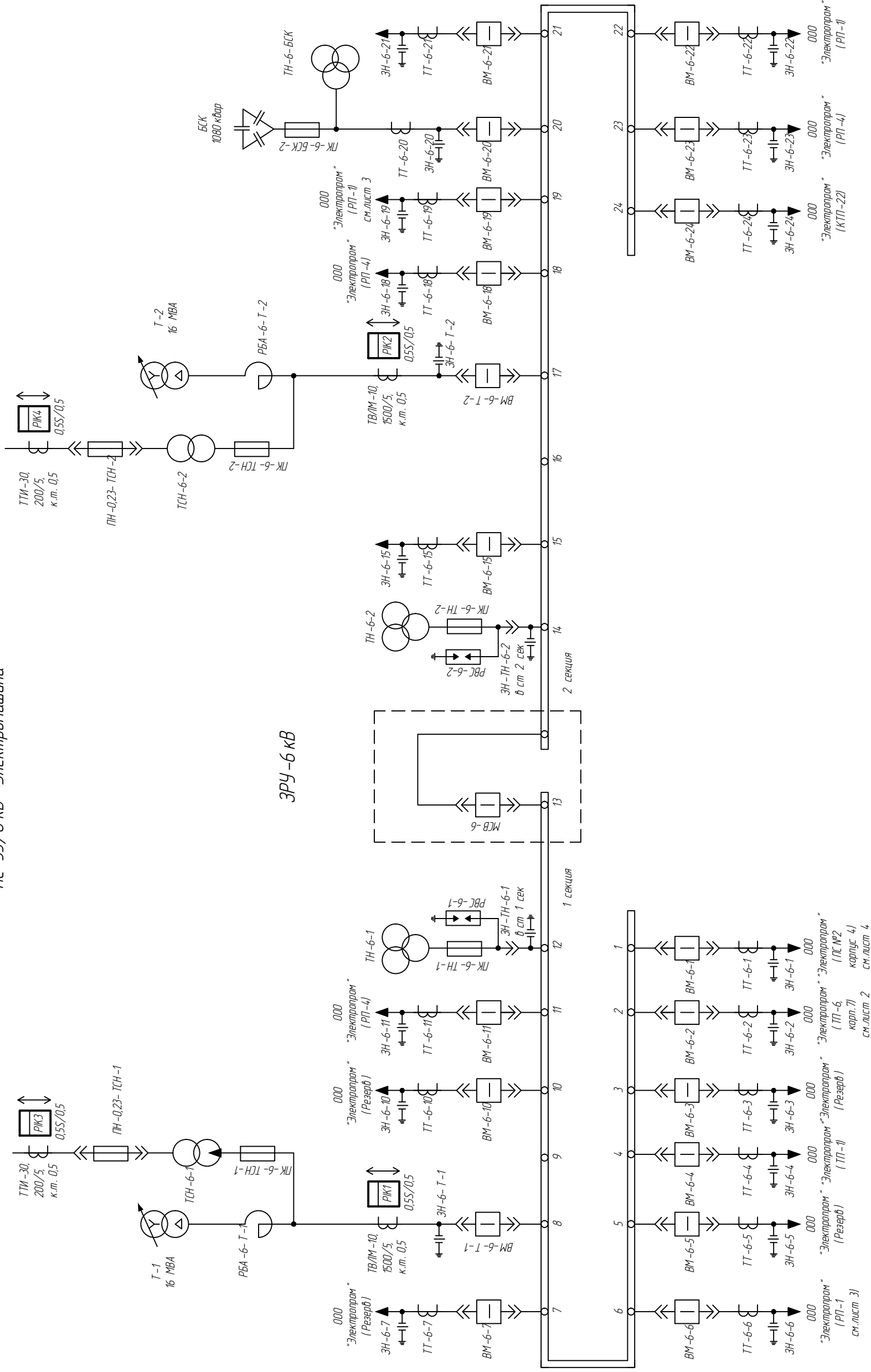
Ведомость документов основного комплекта																							
Обозначение						Наименование				Примечание													
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.ТП						Общие данные																	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.С 1						Схема структурная																	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.СБ						Схема однолинейная																	
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																	
<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>																							
<div>Согласовано</div> <div>ИЭТ.83.2020.ОЭСК.04.РД.ТП</div> <div>ПС 35/6кВ "Электромашина"</div> <div>ООО "Инэнерготех"</div>																							
																		Стадия		Лист		Листов	
																		Р				1	
Инв. № подл.		Подпись и дата		Взам. инв. №		Изм.		Кол. уч.		Лист		№ док.		Подп.		Дата							
						Разраб.		Логашева				2020											
						Провер.		Козлов				2020											
						Утв.		Савченко				2020											



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 1, РК2	Счетчик электроэнергрии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	2	с коммуникатором GSM
2	РК 3, РК 4	Счетчик электроэнергрии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	с коммуникатором GSM

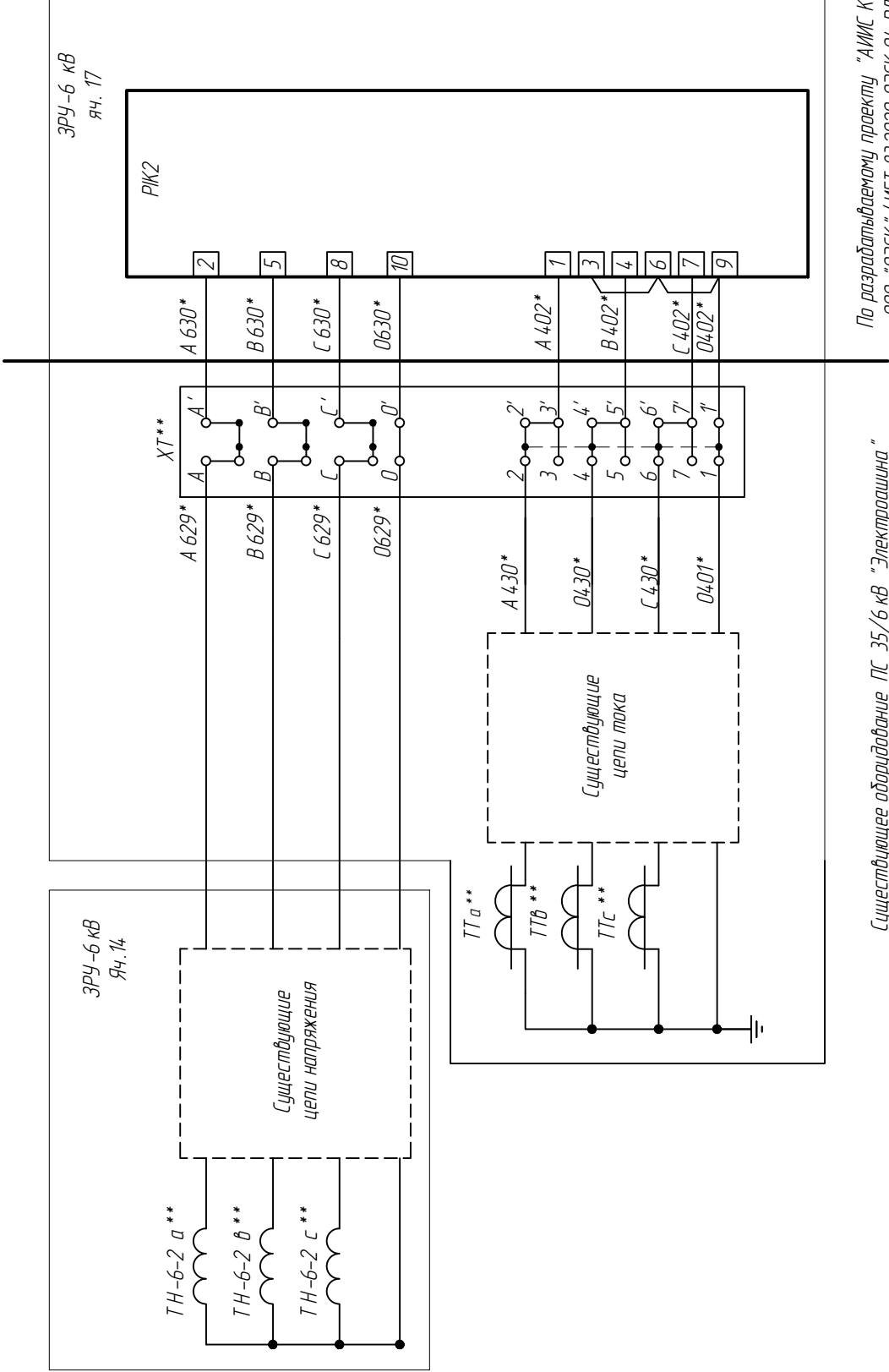
1. Уполненной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. ** – сервер упрощения ИВК в данном проекте не предусматривается.

[illegible]

[illegible]

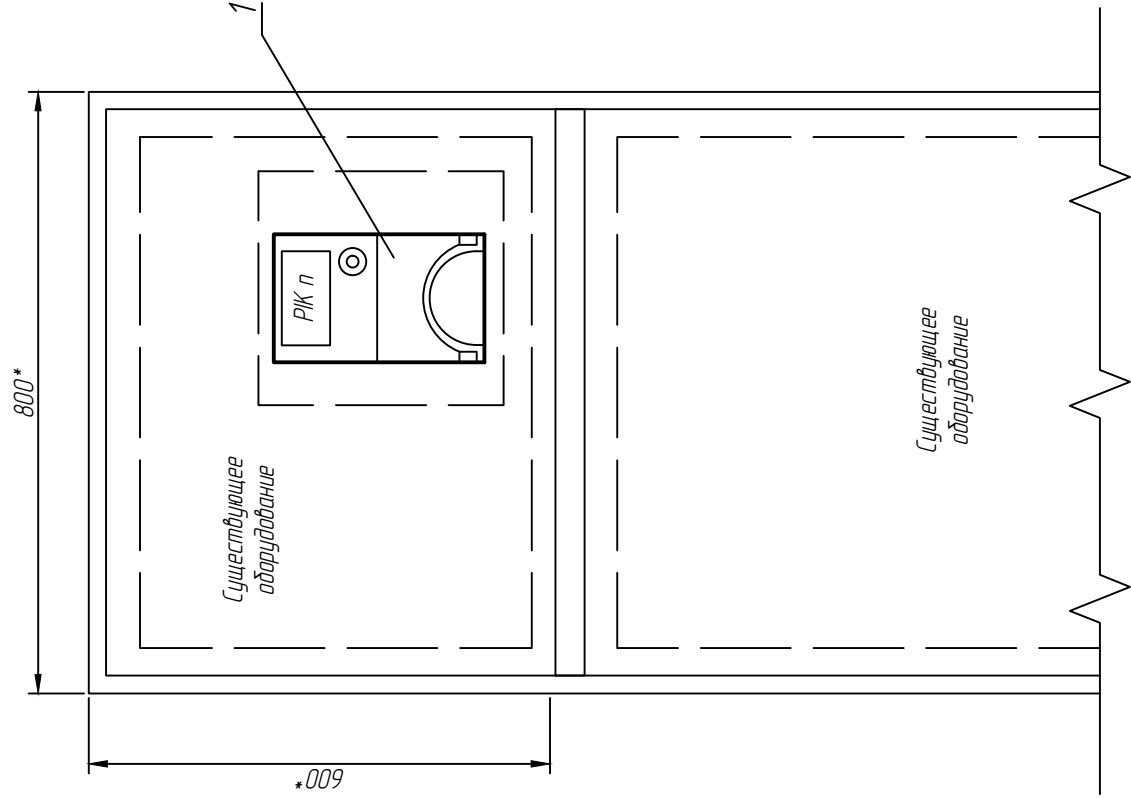
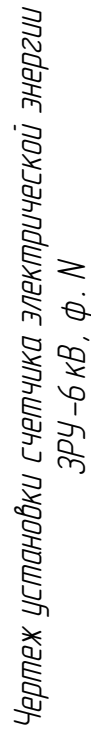
1. Упомянутой линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должны быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на котором классифицируются трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, должен быть не ниже 0,5.

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ "Электрошина"

- Упомянутой 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.



Наименование присоединения, ф. N	Р/К п
ф. 8	1
ф. 17	2

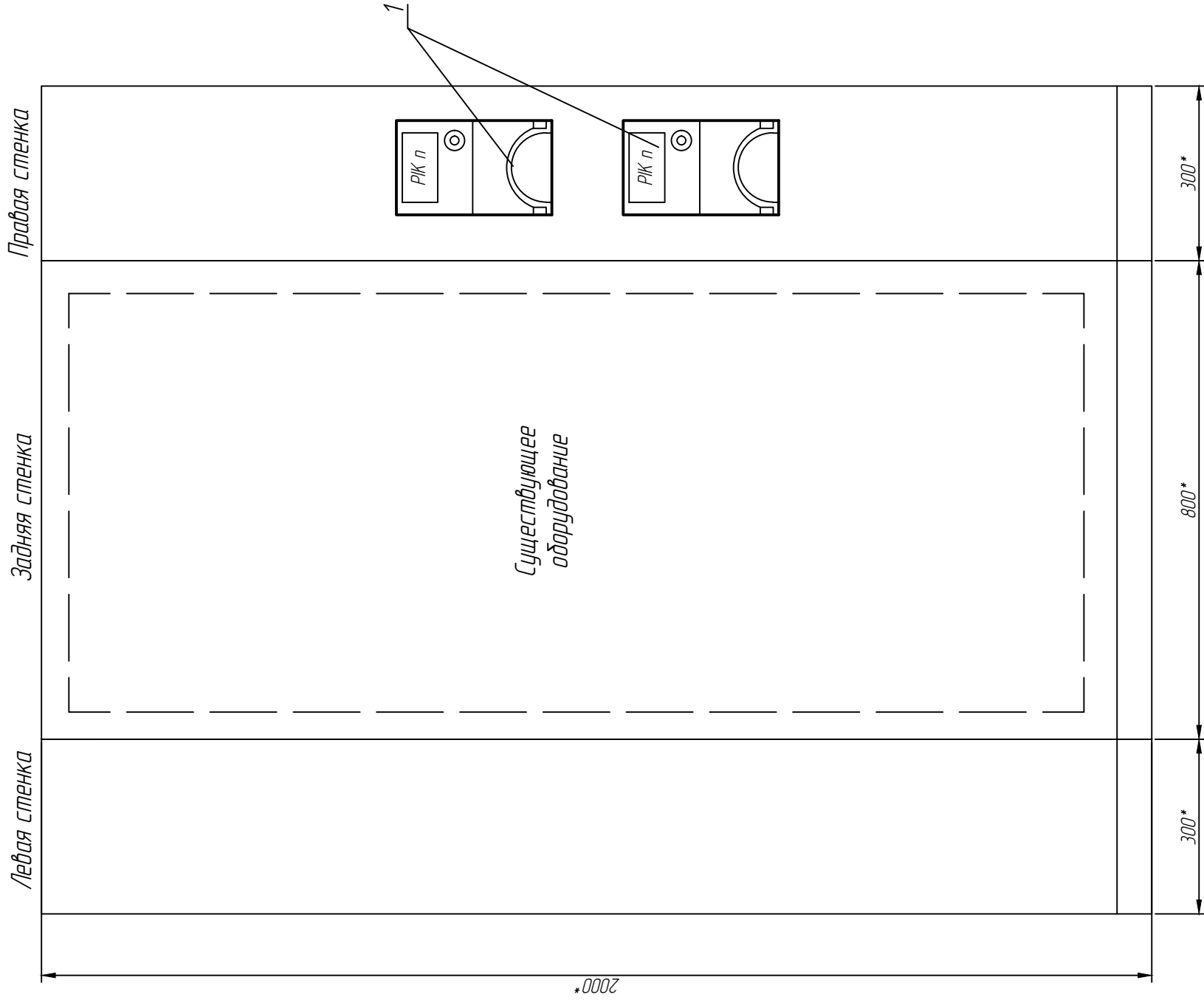
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК п	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	1	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	3	

[illegible]

1. Упомянутой линией показано вновь устанавливаемое одарудование АИИС КУЗ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
4. Схему подключения счетчика см. руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие проводки.
5. Точное место установки энергии установить при помощи саморезов паз. 2.
6. Перечень материалов указан для установки одного прибора учета.

Чертеж установки счетчиков
электрической энергии
опу

Общий вид панели (развернуто)



1. Утопленной линией показано вновь устанавливаемое одарудование 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.

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РКЗ, РК4	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4, ТМ.05 МК.05	2	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	6	

[illegible]

Утвержден
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018-ЛУ

СЧЕТЧИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ СТАТИЧЕСКИЕ
«Меркурий 204», «Меркурий 208», «Mercury 204», «Mercury 208»
«Меркурий 234», «Меркурий 238», «Mercury 234», «Mercury 238»
РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018

г. Москва
2022 г.

Содержание

1 Описание и работа	5
1.1 Назначение	5
1.2 Модификации счетчиков	6
2 Технические характеристики.....	9
2.1 Метрологические характеристики	9
2.1.1 Основные метрологические характеристики	9
2.1.2 Пределы погрешностей	9
2.1.3 Характеристики измерения ПКЭ	10
2.1.4 Измеряемые параметры.....	11
2.1.5 Характеристики ведения времени	12
2.2 Основные технические характеристики.....	12
2.3 Характеристики интерфейсов и протоколов обмена	14
2.4 Характеристики каналов ввода-вывода.....	16
2.5 Характеристики надежности.....	16
2.6 Характеристики безопасности.....	17
2.7 Комплектность	17
2.8 Маркировка	17
2.9 Пломбирование	18
2.10 Упаковка.....	19
3 Устройство и работа	20
3.1 Устройство счетчиков	20
3.2 Работа счетчиков	20
3.2.1 Формирование событий.....	20
3.2.2 Хранение информации	21
3.2.3 Интерфейсы и протоколы обмена	21
3.2.4 Управление нагрузкой	23
3.2.5 Защита от несанкционированного доступа	24
3.2.6 Работа счетчика с функциями телемеханики	25
3.2.7 Работа счетчика с интерфейсом NB-IoT или GSM DUAL SIM	26
4 Использование по назначению	29
4.1 Эксплуатационные ограничения	29
4.2 Схемы подключения счетчиков	29
4.3 Подготовка к работе	30
4.3.1 Монтаж счетчика	30
4.3.2 Монтаж антенны.....	31
4.3.3 Рекомендации по использованию SIM-карт	32
4.3.4 Рекомендации по подключению интерфейсов	33
4.3.5 Сетевой адрес и пароли доступа по умолчанию	35
4.3.6 Переключение протокола	36
4.4 Использование	36
4.4.1 Индикация и управление	36
4.4.2 Использование счетчиков с выносным дисплеем	44
4.4.3 Использование в составе системы учета.....	44
4.4.4 Контроль работоспособности.....	44
5 Поверка	46
6 Техническое обслуживание.....	47
7 Текущий ремонт	49
8 Транспортирование и хранение	50
8.1 Транспортирование.....	50
8.2 Хранение.....	50

9 Правила и условия реализации и утилизации	51
Приложение А.....	52
Приложение Б.....	55
Приложение В.....	62

Настоящее руководство по эксплуатации распространяется на счетчики электрической энергии статические однофазные «Меркурий 204», «Меркурий 208», «Mercury 204», «Mercury 208» и счетчики электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 234», «Меркурий 238», «Mercury 234», «Mercury 238» (далее – счетчики).

В документе знаками выделены следующие места:



Важная информация



Рекомендации, несоблюдение которых может привести к частичному нарушению работоспособности счетчика



Информация и требования безопасности

Счетчики выпускаются с разными торговыми марками: «Меркурий» для продаж с русскоязычной торговой маркой и «Mercury» – для продаж с англоязычной торговой маркой. Далее по тексту документа приведены только русскоязычные торговые марки счетчика, описание и технические характеристики распространяются на обе торговые марки, если иное не указано дополнительно.

При проведении работ по монтажу и обслуживанию счетчиков должны соблюдаться требования ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».



К работам по монтажу, техническому обслуживанию и ремонту счетчиков допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III до 1000 В.



ВНИМАНИЕ! Все работы, связанные с монтажом счетчиков, должны производиться при отключенной сети



Если в формуляре на счетчик в разделе «Особые отметки» не приведено иное, счетчики поставляются с предприятия-изготовителя запрограммированными на тарифное расписание г. Москва, время московское:
Время включения тарифа 1 – 07 ч 00 мин.
Время включения тарифа 2 – 23 ч 00 мин.

В связи с постоянным совершенствованием счетчиков, в конструкцию и метрологически незначимое (прикладное) программное обеспечение могут быть внесены изменения, не влияющие на технические и метрологические характеристики.

1 Описание и работа

1.1 Назначение

Счетчики «Меркурий 204», «Меркурий 208», «Mercury 204», «Mercury 208» (далее по тексту – однофазные счетчики) предназначены для работы в однофазных двухпроводных сетях переменного тока.

Счетчики «Меркурий 234», «Меркурий 238», «Mercury 234», «Mercury 238» (далее по тексту – трехфазные счетчики) предназначены для работы в трехфазных трех- и четырехпроводных сетях переменного тока.

Счетчики предназначены для многотарифного измерения активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений (таблица 1.1), активной, реактивной и полной мощности, коэффициентов мощности, частоты, напряжения и силы тока, а также для измерения параметров качества электрической энергии.

Счетчики соответствуют требованиям Постановления Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 "О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)" и могут использоваться как автономно, так и в составе автоматизированной системы сбора данных.



Прямое направление активной энергии: углы сдвига фаз между током и напряжением от 0° до 90° и от 270° до 360° , реактивной энергии – от 0° до 90° и от 90° до 180° .

Обратное направление активной энергии: углы сдвига фаз между током и напряжением от 90° до 180° и от 180° до 270° , реактивной энергии – от 180° до 270° и от 270° до 360° .

Таблица 1.1 – Каналы учета счетчиков

Наименование канала учета	Двухнаправленный учет		Однонаправленный учет	
	С учетом знака	По модулю	С учетом знака	По модулю
A+	A1+A4	A1+A2+A3+A4	A1+A4	A1+A2+A3+A4
A-	A2+A3	0	-	-
R+	R1+R2	R1+R3	R1	R1+R3
R-	R3+R4	R2+R4	R4	R2+R4
R1	R1	R1+R3	R1	R1+R3
R2	R2	0	0	0
R3	R3	0	0	0
R4	R4	R2+R4	R4	R2+R4
Примечания 1 A+, R+: активная и реактивная энергия прямого направления 2 A-, R-: активная и реактивная энергия обратного направления 3 A1, A2, A3, A4, R1, R2, R3, R4: активная и реактивная составляющие вектора полной энергии первого, второго, третьего и четвертого квадрантов соответственно 4 По каналам учета A+, A-, R+, R- возможно отображение учтенной энергии на ЖКИ, ведение профилей мощности, формирование импульсов на импульсном выходе				

Счетчики «Меркурий 204» и «Меркурий 234» предназначены для эксплуатации внутри помещений, а также могут быть использованы в местах, имеющих дополнительную защиту от влияния окружающей среды (установлены в помещении, в шкафу, в щитке).

Счетчики «Меркурий 208» и «Меркурий 238» предназначены для эксплуатации внутри и снаружи помещений, в том числе, с установкой на опоры линий электропередачи.

1.2 Модификации счетчиков

Счетчики имеют модификации, отличающиеся номинальным напряжением, номинальным и максимальным током, классом точности, а также конструкцией и функциональными возможностями, связанными с метрологически незначимым (прикладным) программным обеспечением.

Счетчики «Меркурий 204» и «Меркурий 234» имеют встроенный дисплей для отображения измеряемых параметров, счетчики «Меркурий 208» и «Меркурий 238» не имеют встроенного дисплея и могут комплектоваться выносным дисплеем для отображения измеряемых параметров. Чтение измеряемых параметров со счетчиков возможно по любому из имеющихся интерфейсов обмена данными.

Все счетчики имеют оптопорт с механическими и оптическими характеристиками по ГОСТ 61107.

Структура кода счетчиков приведена в таблице 1.2.

Код, определяющий номинальный ток (для счетчиков трансформаторного включения), базовый ток (для счетчиков прямого включения), максимальный ток и номинальное напряжение, а также возможные варианты классов точности приведены в таблице 1.3.

Счетчики с кодами -01, -02, -08, -09 по таблице 1.3 являются счетчиками прямого включения по току, остальные счетчики являются счетчиками трансформаторного включения по току.



Модификации счетчиков, доступные для выбора и заказа, размещены в прайс-листе на сайте предприятия-изготовителя.

Таблица 1.2 – Структура кода счетчиков

Меркурий Mercury	234	ART	M	2	-xx	DPOKxBHW	RLxGxEfxC	RLxGxEfxCQx
<p>Тип сменного модуля R – RS485 Lx – PLC (L2-PLCII, L4-PRIME, L5-G3PLC) Gx – GSM (G, G1, G6 – GSM\GPRS, G3-UMTS 3G, G4-LTE 4G, G5-NBIOT) E – Ethernet TX Fx – RF (F03-Zigbee, F04-LoRaWAN Лартех, F05-ISM868, F06-Аура360, F07-LoRaWAN Bera, F08-Комета, F09-XNB, F10-OrionM2M) C – CAN Qx – многофункциональный модуль разделитель кода</p> <p>Тип встроенного интерфейса R – RS485 Lx – PLC(L2-PLCII, L4-PRIME, L5-G3PLC) Gx – GSM (G, G1, G6 – GSM\GPRS, G3-UMTS 3G, G4-LTE 4G, G5-NBIOT) E – Ethernet TX Fx – RF (F03-Zigbee, F04-LoRaWAN Лартех, F05-ISM868, F06-Аура360, F07- LoRaWAN Bera, F08-Комета, F09-XNB, F10-OrionM2M) C – CAN</p> <p>Функциональные возможности D – протокол СПОДЭС/DLMS P – расширенные программные функции O – встроенное силовое реле отключения Kx – многофункциональные входы\выходы B – подсветка ЖКИ H – наличие измерительного элемента в цепи нейтрали ** W – наличие выносного дисплея в комплекте поставки</p> <p>-xx – код номинального тока, напряжения, класса точности по таблице 1.3 2 – двунаправленный учет M – наличие отсека для сменных модулей A – учет активной энергии R – учет реактивной энергии T – встроенный тарификатор</p> <p>204 – однофазный счетчик, корпус для установки в помещении, в шкафу, в щитке 208 – однофазный счетчик, корпус для наружной установки 234 – трехфазный счетчик, корпус для установки в помещении, в шкафу, в щитке 238 – трехфазный счетчик, корпус для наружной установки</p> <p>Торговая марка Меркурий – для продаж с русскоязычной торговой маркой Mercury – для продаж с англоязычной торговой маркой</p>								
<p>Примечания 1 Отсутствие буквы кода означает отсутствие соответствующей функции. 2 При наличии выносного дисплея в комплекте поставки символ «W» отсутствует на корпусе счетчика и наносится только на упаковку счетчика</p>								

Таблица 1.3 – Коды тока и напряжения

Код	Номинальный (базовый)/ максимальный ток $I_{ном}(I_B)/I_{макс}$, А	Номинальное напряжение ($U_{ном}$), В	Класс точности
-00	5/10	57,7 для однофазных счетчиков 3×57,7/100 для трехфазных счетчиков	0,2S/0,5 0,5S/1
-01	5/60	230 для однофазных счетчиков 3×230/400 для трехфазных счетчиков	0,5/1 1/2
-02	5/100	230 для однофазных счетчиков 3×230/400 для трехфазных счетчиков	0,5/1 1/2
-03	5/10	230 для однофазных счетчиков 3×230/400 для трехфазных счетчиков	0,2S/0,5 0,5S/1
-04	1/10	57,7 для однофазных счетчиков 3×57,7/100 для трехфазных счетчиков	0,2S/0,5 0,5S/1
-05	1/10	230 для однофазных счетчиков 3×230/400 для трехфазных счетчиков	0,2S/0,5 0,5S/1
-06	1/2	57,7 для однофазных счетчиков 3×57,7/100 для трехфазных счетчиков	0,2S/0,5 0,5S/1
-07	1/2	230 для однофазных счетчиков 3×230/400 для трехфазных счетчиков	0,2S/0,5 0,5S/1
-08	5/80	230 для однофазных счетчиков 3×230/400 для трехфазных счетчиков	0,5/1 1/2
-09	10/100	230 для однофазных счетчиков 3×230/400 для трехфазных счетчиков	0,5/1 1/2

Примечания

1 Для счетчиков активной энергии прямого включения класса точности 0,5 (код -01, -02, -08, -09) требования ГОСТ 31819.21 не установлены. Для этих счетчиков настоящими ТУ установлены следующие требования: диапазоны токов и значения влияющих величин соответствуют требованиям, предусмотренным ГОСТ 31819.21, характеристики точности и допускаемые значения дополнительных погрешностей, вызываемых влияющими величинами, соответствуют требованиям ГОСТ 31819.21 для счетчиков класса точности 1,0 с коэффициентом 0,5.

2 Класс точности определяется при заказе счетчика, задается на предприятии-изготовителе, указывается на лицевой панели счетчика и в разделе «Свидетельство о приемке» формуляра счетчика

2 Технические характеристики

2.1 Метрологические характеристики

2.1.1 Основные метрологические характеристики

Счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 31818.11, ГОСТ 31819.21, ГОСТ 31819.22, ГОСТ 31819.23 в части требований к счетчикам электрической энергии, ГОСТ 30804.4.30 в части измерения качества электрической энергии, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.091 в части требований безопасности, а также требованиям ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018.

Для счетчиков активной энергии прямого включения класса точности 0,5 (код -01, -02, -08, -09 по таблице 1.3) требования ГОСТ 31819.21 не установлены. Для этих счетчиков диапазоны токов и значения влияющих величин соответствуют требованиям, предусмотренным ГОСТ 31819.21, характеристики точности соответствуют требованиям ГОСТ 31819.21 для счетчиков класса точности 1,0 с коэффициентом 0,5.

Диапазоны напряжения счетчиков приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Диапазоны напряжения

Диапазон напряжения	Значение диапазона
Установленный рабочий диапазон	от 0,9 до 1,1 Уном
Расширенный рабочий диапазон	от 0,7 до 1,2 Уном
Предельный рабочий диапазон	от 0,0 до 1,2 Уном
Примечание – При наличии в счетчиках интерфейсов связи, их работоспособность гарантируется в диапазоне от 0,8 до 1,15 Уном	

2.1.2 Пределы погрешностей

Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении среднеквадратичных значений фазных и линейных напряжений (для трехфазных счетчиков) и фазного напряжения (для однофазных счетчиков) в рабочем диапазоне температур и в диапазоне измеряемых напряжений от 0,7 до 1,2 Уном $\pm 0,5$ %.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении фазных токов (для трехфазных счетчиков), токов фазы и нейтрали (для однофазных счетчиков) приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Пределы погрешности при измерении фазных токов

Класс точности счетчика	Диапазон токов	Предел погрешности
0,2S, 0,5S	от 0,02I _{ном} до I _{макс}	$\delta i = \pm \left[0,5 + 0,005 \left(\frac{I_{\text{макс}}}{I_x} - 1 \right) \right]$
1	0,05I _б до I _б	$\delta i = \pm \left[1 + 0,01 \left(\frac{I_{\text{б}}}{I_x} - 1 \right) \right]$
1	от I _б до I _{макс}	$\delta i = \pm \left[0,6 + 0,01 \left(\frac{I_{\text{макс}}}{I_x} - 1 \right) \right]$

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности счетчиков при измерении частоты питающей сети в диапазоне от 45 до 55 Гц: $\pm 0,02$ Гц.

Средний температурный коэффициент счетчиков при измерении активной и реактивной энергии, активной и реактивной мощности, не превышает значений, приведенных в таблицах 2.3 и 2.4 соответственно в диапазоне температур от минус 45 до плюс 70 °С.

Таблица 2.3 – Средний температурный коэффициент при измерении активной энергии и мощности

Значение тока для счетчиков (для трехфазных счетчиков – при симметричной нагрузке)		Коэффициент мощности	Средний температурный коэффициент, %/K, для счетчиков класса точности		
прямого включения	трансформаторного включения		0,2S	0,5S	1
$0,1I_b \leq I \leq I_{\max}$	$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	1,0	0,01	0,03	0,05
$0,2I_b \leq I \leq I_{\max}$	$0,10I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,02	0,05	0,07

Таблица 2.4 – Средний температурный коэффициент при измерении реактивной энергии и мощности

Значение тока для счетчиков (для трехфазных счетчиков – при симметричной нагрузке)		Коэффициент мощности $\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Средний температурный коэффициент, %/K, для счетчиков класса точности		
прямого включения	трансформаторного включения		0,5	1	2
$0,10 \times I_b \leq I \leq I_{\max}$	$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	1,0	0,03	0,05	0,10
$0,20 \times I_b \leq I \leq I_{\max}$	$0,10I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	0,5	0,05	0,07	0,15

Средний температурный коэффициент при измерении полной мощности, напряжений, токов не превышает значений, указанных в таблице 2.5 в диапазоне температур от минус 45 до плюс 70 °С.

Таблица 2.5 – Средний температурный коэффициент при измерении полной мощности, напряжений, токов

Значение тока для счетчиков (для трехфазных счетчиков – при симметричной нагрузке)		Средний температурный коэффициент при измерении полной мощности, токов, %/K, для счетчиков класса точности по активной/реактивной энергии			
прямого включения	трансформаторного включения	0,2S/0,5	0,5S/1	0,5/1	1/2
$0,1I_b \leq I \leq I_{\max}$	$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	0,03	0,05	0,05	0,10

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчиков при воздействии внешних факторов соответствуют требованиям ГОСТ 31818.11, ГОСТ 31819.21, ГОСТ 31819.22, ГОСТ 31819.23.

2.1.3 Характеристики измерения ПКЭ

Счетчики обеспечивают измерение показателей качества электроэнергии (далее – ПКЭ) по ГОСТ 30804.4.30, класс S, с формированием событий и индикацией факта нарушения на ЖКИ:

- положительное и отрицательное отклонение напряжения;
- положительное и отрицательное отклонение частоты;
- длительность и глубина провала напряжения;
- длительность перенапряжения и коэффициент перенапряжения;
- коэффициент искажения синусоидальности фазных напряжений.

Измерение среднеквадратических значений напряжения при измерении ПКЭ производится на одном периоде основной частоты.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения остаточного напряжения, глубины провалов напряжения, максимального значения перенапряжения, коэффициента перенапряжения не превышают $\pm 1 \% \times U_{\text{ном}}$.

Неопределенность измерения длительностей провалов, прерываний, перенапряжений не превышает 2 периода частоты сети.

При измерении провалов напряжения, перенапряжения и прерывания напряжения для каждого события в журнале событий фиксируются значение напряжения, дата и время перехода порогового значения напряжения.

Трехфазные счетчики имеют функцию обнаружения нарушения порядка чередования фаз с формированием событий и индикацией факта нарушения на ЖКИ (отображение индикатора наличия событий, отображение времени события нарушения чередования фаз, одновременное мигание трех индикаторов фаз **A B C**).

Трехфазные счетчики обеспечивают измерение напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей (симметричных составляющих), неопределенность измерения значений напряжений в диапазоне напряжений $(0,2 \div 1,2) \times U_{ном}$ не превышает $\pm 0,5 \% \times U_{ном}$.

2.1.4 Измеряемые параметры

Счетчики обеспечивают измерение параметров:

- учетная активная и реактивная энергия прямого и обратного направления, в том числе по тарифам, нарастающим итогом и на начало отчетных периодов, включая энергию потерь;
- мгновенные (за один период частоты сети) и усредненные значения фазных и линейных напряжений (для трехфазных счетчиков);
- мгновенные (за один период частоты сети) и усредненные значения фазного напряжения (для однофазных счетчиков);
- мгновенные (за один период частоты сети) и усредненные значения фазных токов (для трехфазных счетчиков);
- мгновенные (за один период частоты сети) и усредненные значения токов фазы, нейтрали и их разницы (для однофазных счетчиков);
- значения фазных и суммарной активной, реактивной и полной мощностей (для трехфазных счетчиков);
- значения активной, реактивной и полной мощностей (для однофазных счетчиков);
- значения фазных и суммарного коэффициентов мощности (для трехфазных счетчиков);
- значения коэффициента мощности (для однофазных счетчиков);
- значения соотношения реактивной и активной мощностей суммарно и по каждой из фаз ($\tan \phi$ для трехфазных счетчиков);
- значения соотношения реактивной и активной мощностей ($\tan \phi$ для однофазных счетчиков);
- значения максимумов мощности;
- значения частоты сети;
- значения температуры внутри счетчика (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- значения коэффициентов несимметрии фазных напряжений;
- показатели качества электроэнергии (ПКЭ), перечень по п. 2.1.3;
- текущее время и дата;
- время работы (наработка) счетчика.

Алгоритмы вычисления мгновенных и усредненных значений параметров, включая интервалы расчета и усреднения, соответствуют классу S по ГОСТ 30804.4.30. Все вспомогательные параметры энергии, напряжения, тока, мощности, частоты, времени (например, значение небаланса токов, значение максимума мощности и т. п.) измеряются в соответствии с классом точности и нормированными в п. 2.1 метрологическими характеристиками.

2.1.5 Характеристики ведения времени

Точность хода часов при нормальной температуре (20 ± 5) °C не хуже $\pm 0,5$ с/сут, в рабочем диапазоне температур не хуже ± 5 с/сут. Точность хода часов при отключенном питании не хуже ± 5 с/сут.

Счетчики имеют возможность плавной коррекции времени встроенных часов в пределах ± 4 мин для протокола «Меркурий» и ± 15 мин для протокола «СПОДЭС» по команде от интерфейса связи без нарушения хронологии функционирования. Плавную коррекцию (сдвиг) времени рекомендуется выполнять в процессе эксплуатации счетчика.

Также в счетчиках имеется возможность прямой (принудительной) установки времени. Прямую установку времени рекомендуется выполнять перед началом ввода счетчика в эксплуатацию.



ВНИМАНИЕ! После проведения процедуры прямой установки времени вперед/назад следует выполнить инициализацию (очистку) архивных массивов (суточных, месячных), профилей мощности, максимумов, а также журналов (доступных для очистки).

Перед подачей команды прямой установки времени рекомендуется проводить полное чтение и сохранение профилей мощности.

2.2 Основные технические характеристики

Счетчики устойчивы к климатическим условиям в соответствии с таблицей 2.6.

Таблица 2.6 – Климатические условия

Вид требований	Допустимые значения
Установленный рабочий диапазон	от минус 45 до плюс 70 °C
Предельный рабочий диапазон	от минус 45 до плюс 70 °C
Предельный диапазон хранения и транспортирования	от минус 50 до плюс 70 °C
Относительная влажность среднегодовая	менее 75 %
Относительная влажность 30-суточная, распределенная естественным образом в течение года	95 %
Относительная влажность воздуха при транспортировании и хранении.	95 % при 30 °C
Атмосферное давление в рабочих условиях	(84-106,7) кПа (630-800) мм рт. ст.)
Атмосферное давление в условиях транспортирования и хранения	

Габаритные размеры счетчиков приведены в приложении А.

Масса счетчиков «Меркурий 204» не более 1,1 кг.

Масса счетчиков «Меркурий 208» не более 1,0 кг.

Масса счетчиков «Меркурий 234» не более:

- корпус без сменных модулей – 1,4 кг;
- корпус со сменным модулем – 2,1 кг.

Масса счетчиков «Меркурий 238» не более 1,4 кг.

Счетчики «Меркурий 204» и «Меркурий 234» устойчивы к проникновению пыли и воды в соответствии с требованиями ГОСТ 14254 для степеней защиты IP51 и IP54 (по спецзаказу на сайте предприятия-изготовителя).

Счетчики «Меркурий 208» и «Меркурий 238» устойчивы к проникновению пыли и воды в соответствии с требованиями ГОСТ 14254 для степени защиты IP54.

По спецзаказу доступны модификации счетчиков с повышенной степенью защиты корпуса.

Постоянная счетчиков указана в таблице 2.7.

Счетчики нормально функционируют не позднее чем через 5 с после того, как к зажимам счетчика будет приложено номинальное напряжение.

Счетчики при измерении активной и реактивной энергии начинают и продолжают регистрировать показания при коэффициенте мощности, равном 1, при симметричной нагрузке и при значениях тока приведенных в таблице 2.8 для однофазных счетчиков и таблице 2.9 для трехфазных счетчиков (стартовый ток).

Таблица 2.7 – Постоянная счетчиков

Код	Постоянная счетчиков в режиме телеметрия/поверка, имп./($\text{кВт}\cdot\text{ч}$) [имп./($\text{квар}\cdot\text{ч}$)]
-00	5000/160000
-01	500 или 1000/32000
-02	250 или 1000/16000
-03	1000/160000
-04	5000/160000
-05	1000/160000
-06	5000/160000
-07	1000/160000
-08	500 или 1000/32000
-09	250 или 1000/16000

Примечание – Значение постоянной счетчиков с кодом -01, -02, -08, -09 (250, 500, 1000) определяется при заказе счетчика, задается на предприятии-изготовителе и указывается на лицевой панели и в формуляре счетчика

Таблица 2.8 – Стартовый ток для однофазных счетчиков

Код	Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	Номинальное напряжение, ($U_{\text{ном}}$), В	Номинальный (базовый)/максимальный ток $I_{\text{ном}}(I_B)/I_{\text{макс}}$, А	Стартовый ток (чувствительность), мА
-01	1/2	230	5(60)	20 (0,004 I_B)
-02	1/2	230	5(100)	20 (0,004 I_B)
-08	1/2	230	5(80)	20 (0,004 I_B)
-09	1/2	230	10(100)	40 (0,004 I_B)

Таблица 2.9 – Стартовый ток для трехфазных счетчиков

Код	Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	Номинальное напряжение, ($U_{\text{ном}}$), В	Номинальный (базовый)/максимальный ток $I_{\text{ном}}(I_B)/I_{\text{макс}}$, А	Стартовый ток (чувствительность), мА
-00	0,2S/0,5, 0,5S/1	3×57,7/100	5/10	5 (0,001 $I_{\text{ном}}$)
-01	0,5/1	3×230/400	5/60	10 (0,002 I_B)
	1/2	3×230/400	5/60	20 (0,004 I_B)
-02	0,5/1	3×230/400	5/100	10 (0,002 I_B)
	1/2	3×230/400	5/100	20 (0,004 I_B)
-03	0,2S/0,5, 0,5S/1	3×230/400	5/10	5 (0,001 $I_{\text{ном}}$)
-04	0,2S/0,5, 0,5S/1	3×57,7/100	1/10	1 (0,001 $I_{\text{ном}}$)
-05	0,2S/0,5, 0,5S/1	3×230/400	1/10	1 (0,001 $I_{\text{ном}}$)
-06	0,2S/0,5, 0,5S/1	3×57,7/100	1/2	1 (0,001 $I_{\text{ном}}$)
-07	0,2S/0,5, 0,5S/1	3×230/400	1/2	1 (0,001 $I_{\text{ном}}$)

Активная и полная потребляемая мощность в каждой цепи напряжения счетчика при номинальном напряжении, номинальной частоте и нормальной температуре не превышает:

- 1,5 Вт и 9 В·А для счетчика «Меркурий 204»;
- 2 Вт и 9 В·А для счетчика «Меркурий 208»;
- 1,5 Вт и 9 В·А для счетчика «Меркурий 234», кроме модификаций с кодом «-00»;
- 1,5 Вт и 2 В·А для счетчика «Меркурий 234» модификаций с кодом «-00», включая встроенный интерфейс RS485;
- 2 Вт и 9 В·А для счетчика «Меркурий 238».

При наличии модема, в том числе в сменном модуле (наличие одного из индексов «RLxGxEfXCQx» в названии счетчика), активная и полная мощность, потребляемая

цепями напряжения счетчика при номинальном напряжении, номинальной частоте и нормальной температуре не превышает 6 Вт и 30 В·А соответственно.

Счетчик имеет встроенный тарификатор. Максимальное число действующих тарифов – четыре, до 16 тарифных зон в сутки.

Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока счетчиков при номинальном (базовом) токе, номинальной частоте и нормальной температуре не превышает 0,1 В·А.



Счетчики «Меркурий 234» имеют возможность резервного питания. Напряжение источника резервного питания должно быть от 6 до 12 В постоянного тока, мощность не менее 6 Вт.

Счетчики имеют встроенную батарею резервного питания часов реального времени. Срок службы батареи составляет не менее 10 лет.

Счетчики «Меркурий 204», «Меркурий 234» имеют возможность установки дополнительной батареи питания на объекте эксплуатации без вскрытия основной крышки корпуса и нарушения поверочных пломб.



Пломбы предприятия-изготовителя на верхней крышке счетчиков «Меркурий 204», «Меркурий 234» могут быть сорваны эксплуатирующей организацией с целью получения доступа к сменному модулю связи, сменной батарее, а также для установки SIM-карты с последующей обязательной пломбировкой эксплуатирующей организацией.



Замена встроенной батареи резервного питания часов производится в условиях единого сервисного центра ООО «НПК «ИНКОТЕКС».

Счетчики «Меркурий 204» и «Меркурий 234» имеют электрический импульсный испытательный выход, счетчики «Меркурий 208» и «Меркурий 238» – оптический импульсный испытательный выход. Испытательный выход функционирует как основной (функция телеметрии) или как поверочный при измерении активной энергии и реактивной энергии. Переключение режима выхода осуществляется по команде через интерфейс связи.

Характеристики электрического импульсного выхода счетчиков «Меркурий 204» и «Меркурий 234» соответствуют п. 9.1 ГОСТ 31819.21, ГОСТ 31819.22. Характеристики оптического импульсного испытательного выхода счетчиков «Меркурий 208» и «Меркурий 238» соответствуют п. 5.11 ГОСТ 31818.11.

Счетчики со встроенным силовым реле отключения нагрузки обеспечивают включение и отключение нагрузки без приваривания контактов встроенного реле при токах коммутации до 1.1 I_{макс}.

2.3 Характеристики интерфейсов и протоколов обмена

Счетчики обеспечивают обмен информацией с оборудованием вышестоящего уровня управления через встроенные интерфейсы связи (модемы).

Счетчики содержат несколько независимых интерфейсов связи в соответствии с модификацией по таблице 1.2.

Счетчики с индексом «R» обеспечивают обмен данными по интерфейсу RS485. Технические характеристики интерфейса RS485 соответствуют спецификации EIA-485. Скорость передачи данных по интерфейсу RS485 может быть выбрана из стандартного ряда от 1200 до 115200 бит/с.

Счетчики с индексом «Lx» обеспечивают обмен данными по силовой сети (PLC), возможные модификации:

- L2, технология связи PLC II;
- L4, технология связи PLC PRIME.

Технология связи PLC II является собственной разработкой НПК «Инкотекс» и обеспечивает обмен данными на скорости до 1000 бит/с. Технология использует

несколько узкополосных каналов с временным разделением в разрешенном частотном диапазоне CENELEC A и обеспечивает лучшую помехоустойчивость по сравнению с другими технологиями за счет снижения скорости передачи данных.

Технология связи PLC PRIME стандартизована в рамках альянса PRIME Alliance. В счетчиках используется реализация стандарта версии v.1.3.6, 1.4. Скорость передачи данных при использовании PLC PRIME выбирается автоматически в соответствии со стандартом в диапазоне от 5400 до 128600 бит/с. Счетчики имеют требуемые сертификаты, информация о которых размещена, в том числе, на сайте www.prime-alliance.org.



Счетчики с индексом «L4» в части работы по PLC совместимы с любым оборудованием, использующим технологию PRIME

Счетчики с индексом «Gx» обеспечивают обмен данными по интерфейсу GSM, возможные модификации:

- G, технология связи GSM/GPRS с возможностью передачи данных в режиме GSM-DATA (CSD) и GPRS/EDGE;
- G1, технология связи GSM/GPRS с возможностью передачи данных только в режиме GPRS/EDGE, использование двух SIM-карт;
- G3, технология связи UMTS (Universal Mobile Telecommunications System), сети 3G, обеспечивается преимущественность в разработках решений для сетей стандарта GSM;
- G4, технология связи LTE (Long-Term Evolution) стандарт связи с увеличенной пропускной способностью и скоростью передачи данных;
- G5, технология связи NB-IOT (Narrow Band Internet of Things);
- G6, технология связи GSM/GPRS с возможностью передачи данных только в режиме GPRS/EDGE, использование одной SIM-карты.

Счетчики с модификацией G обеспечивают работу в режимах CSD (по дозвону), кроме модификаций G1, и в режимах GPRS-клиент, GPRS-сервер. После установления соединения модем счетчика переходит в «прозрачный» режим, обмен данными производится по выбранному протоколу счетчика.

Счетчики с модификацией G5 обеспечивают работу по сетям NB-IOT. Протокол обмена по сетям NB-IOT является собственной разработкой НПК «Инкотекс» и оптимизирован для передачи инициативной информации от счетчика. Кроме передачи инициативной информации, возможна работа в режиме запрос-ответ, включая конфигурирование счетчика и управление нагрузкой.

Разработчикам ПО верхнего уровня для интеграции счетчиков по сетям NB-IOT по запросу может быть предоставлен протокол обмена и SDK клиентской части протокола в исходных кодах.

Счетчики с индексом «E» обеспечивают обмен данными по интерфейсу Ethernet. Для обмена данными по интерфейсу Ethernet могут использоваться протоколы обмена СПОДЭС/DLMS, «Меркурий», а также протокол в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

Технические характеристики интерфейса Ethernet соответствуют стандарту IEEE802.3u, интерфейс поддерживает автоматическое определение скорости 10/100 Мбит/с.

Счетчики с индексом «Fx» обеспечивают обмен данными по радиointерфейсу. Возможные модификации, поддерживаемые инфраструктуры сетей связи и их основные характеристики:

- F03, технология связи Zigbee, инфраструктура сетей «ТелеПозиционный Проект», рабочий диапазон частот 2400-2483,5 МГц, скорость обмена 250 кбит/с;
- F04, технология связи LoRaWAN, инфраструктура сетей «Лартех», рабочий диапазон частот 868,0-868,2 МГц или 868,7-869,2 МГц, скорость обмена от 293 до 9380 бит/с;

- F05, технология связи IEEE 802.15.4 SUN, рабочий диапазон частот 868,0-868,2 МГц или 868,7-869,2 МГц, скорость обмена 50 кбит/с;
- F06, технология связи LPWAN, инфраструктура сетей «РиА Групп», рабочий диапазон частот 868,7-869,2 МГц, скорость обмена не менее 10 кбит/с;
- F07, технология связи LoRaWAN, инфраструктура сетей «Вега-Абсолют», рабочий диапазон частот 868,0-868,2 МГц или 868,7-869,2 МГц, скорость обмена от 293 до 9380 бит/с;
- F08, технология связи LoRaWAN, инфраструктура сетей «Комета», рабочий диапазон частот 868,0-868,2 МГц или 868,7-869,2 МГц, скорость обмена от 293 до 9380 бит/с;
- F09, технология связи XNB, открытый протокол, рабочий диапазон частот 863-865 МГц или 868,0-868,2 МГц или 868,7-869,2 МГц или 874-875 МГц, скорость обмена от 50 до 10000 бит/с;
- F10, технология связи LoRaWAN, инфраструктура сетей «OrionM2M», скорость обмена не менее 10 кбит/с, рабочий диапазон частот 868,0-868,2 МГц или 868,7-869,2 МГц.

2.4 Характеристики каналов ввода-вывода

Счетчики трансформаторного включения и счетчики с функциями телемеханики обеспечивают управление внешними устройствами включения/отключения нагрузки или управление входами других устройств через дискретный выход (выходы). Счетчики с функциями телемеханики дополнительно обеспечивают отслеживание состояния внешних цепей через дискретные входы.

Счетчики с индексом «K1» обеспечивают отслеживание состояний датчиков типа «сухой контакт» по четырем каналам дискретного ввода. Фиксация изменения состояния ТС происходит при изменении сопротивления датчика, подключенного между контактом общего входа +24 В и контактом соответствующего дискретного входа.

Счетчики с индексом «K2» в дополнение к функциям счетчиков с индексом «K1» обеспечивают управление нагрузками или сигнализацию о смене состояния на входах других устройств по двум нормально разомкнутым каналам дискретного вывода.

Технические характеристики дискретных входов и выходов приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Технические характеристики дискретных входов и выходов

Наименование характеристики	Значение
Параметры дискретных входов: – максимальный ток опроса датчиков дискретных входов, мА на канал – напряжение опроса датчиков дискретных входов, В, общий провод положительный	5 24
Время подавлениядребезга контактов, программируемое, мс	от 0 до 10000
Коммутационная способность выходов телеуправления: – максимальный ток, А – максимальное напряжение постоянное, В – максимальное напряжение переменное, В – время переключения, мс, не более – число циклов срабатывания при максимальном токе и напряжении	3 30 250 8 10000

2.5 Характеристики надежности

Счетчики обеспечивают непрерывную работу в течение срока службы, средний срок службы счетчиков не менее 30 лет.

Средняя наработка счетчиков на отказ не менее 320 000 ч.

Срок хранения всех данных в энергонезависимой памяти не менее 5 лет, срок хранения параметров настройки и встроенного ПО – на весь срок службы счетчиков.

Коммутационная стойкость встроенного силового реле не менее 5000 циклов включения/отключения под максимальной нагрузкой, механическая стойкость не менее 100 000 циклов включения/отключения.

2.6 Характеристики безопасности

Счетчики удовлетворяют требованиям безопасности по ГОСТ 12.2.091, класс защиты II, ГОСТ 12.2.007.0 и ГОСТ 31818.11, требованиям ТР ТС 004/2011 «Технический регламент Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования»» и ТР ТС 020/2011 «Технический регламент Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств»».

Изоляция между всеми соединенными цепями тока и напряжения с одной стороны, «землей» и соединенными вместе вспомогательными цепями с другой стороны, при закрытом корпусе счетчика и крышке зажимов выдерживает в течение 1 мин воздействие напряжения переменного тока величиной 4 кВ (среднеквадратическое значение) частотой 45 – 65 Гц. «Землей» является проводящая пленка из фольги, охватывающая счетчик.

Изоляция между цепями, которые не предполагается соединять вместе во время работы (импульсным выходом, цепями интерфейсов в любых комбинациях) в нормальных условиях выдерживает в течение 1 мин воздействие напряжения переменного тока величиной 2 кВ (среднеквадратическое значение) частотой 50 Гц.

2.7 Комплектность

Комплект поставки счетчиков приведен в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Комплект поставки

Обозначение	Наименование	Количество
В соответствии с КД на модификацию	Счетчик в потребительской таре	1
В соответствии с КД на модификацию	Выносной дисплей (при наличии в комплекте со счетчиком)	1
АВЛГ.757461.001	Скоба для установки на опоре (поставляется только со счетчиками «Меркурий 208», «Меркурий 238»)	1
—	Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков Меркурий» на магнитном носителе или CD-диске*	1
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Руководство по эксплуатации*	1
ФО 26.51.63.130-061-01-89558048-2018 или ФО 26.51.63.130-061-03-89558048-2018	Формуляр	1
РЭ1 26.51.63.130-061-89558048-2018 с изменением № 1	Методика поверки**	1
* Допускается по согласованию с потребителем размещение руководства по эксплуатации, методики поверки и программного обеспечения в электронном виде на сайте предприятия-изготовителя счетчика www.incotexcom.ru		
** Поставляется по отдельному заказу организациям, производящим поверку и эксплуатацию счетчиков		

2.8 Маркировка

Маркировка счетчиков соответствует ГОСТ 31818.11, ГОСТ 31819.22, ГОСТ 31819.21, ГОСТ 31819.23, ГОСТ 12.2.091, ГОСТ 22261 и КД предприятия-изготовителя.

На лицевую часть счетчиков «Меркурий 204» и «Меркурий 234» и на торцевую часть счетчиков «Меркурий 208» и «Меркурий 238» нанесена маркировка:

- условное обозначение типа счетчика;
- заводской номер счетчика по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- товарный знак предприятия-изготовителя;

- год изготовления счетчика;
- номинальный (или базовый) и максимальный ток;
- другие символы, предусмотренные ГОСТ 31818.11, ГОСТ 31819.22, ГОСТ 31819.21, ГОСТ 31819.23, ГОСТ 12.2.091, ГОСТ 22261.

На лицевой части счетчиков «Меркурий 208», «Меркурий 238» нанесены последние 6 цифр заводского номера счетчика для облегчения его идентификации. Высота цифр 40 и 44 мм для «Меркурий 208» и «Меркурий 238» соответственно.

2.9 Пломбирование

Корпуса счетчиков опломбированы проволоочными пломбами предприятия-изготовителя и организации, проводящей первичную поверку счетчиков. Знак поверки наносится давлением на навесную пломбу.



Верхняя крышка счетчиков «Меркурий 204», «Меркурий 234» пломбируется на предприятии-изготовителе с целью контроля несанкционированного доступа к модулю связи. Данная пломба не является пломбой поверителя и может быть удалена эксплуатирующей организацией с целью получения доступа к модулю связи и установки SIM карты. В дальнейшем эксплуатирующая организация должна опломбировать верхнюю крышку встроенного модуля самостоятельно.

Общий вид счетчиков с указанием мест пломбирования и нанесения знака поверки приведены на рисунках 2.1 – 2.4.

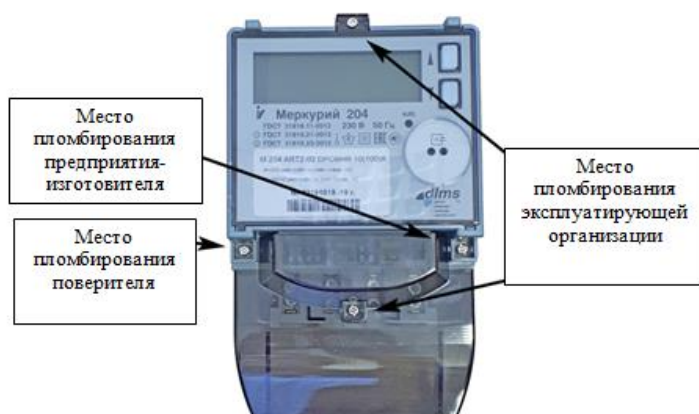


Рисунок 2.1 – Общий вид счетчиков «Меркурий 204» с указанием мест пломбирования и нанесения знака поверки

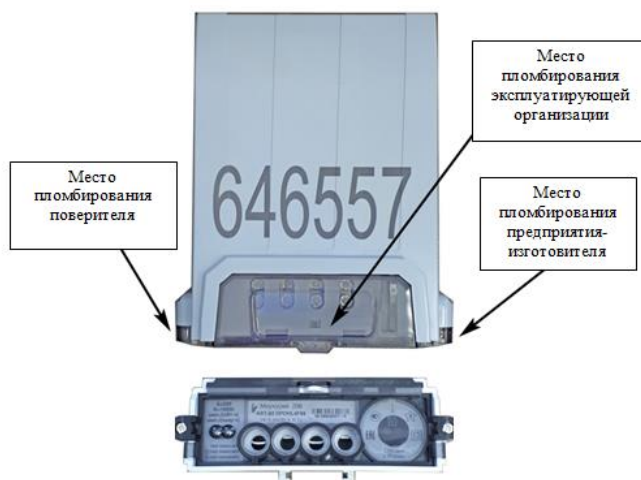


Рисунок 2.2 – Общий вид счетчиков «Меркурий 208» с указанием мест пломбирования и нанесения знака поверки

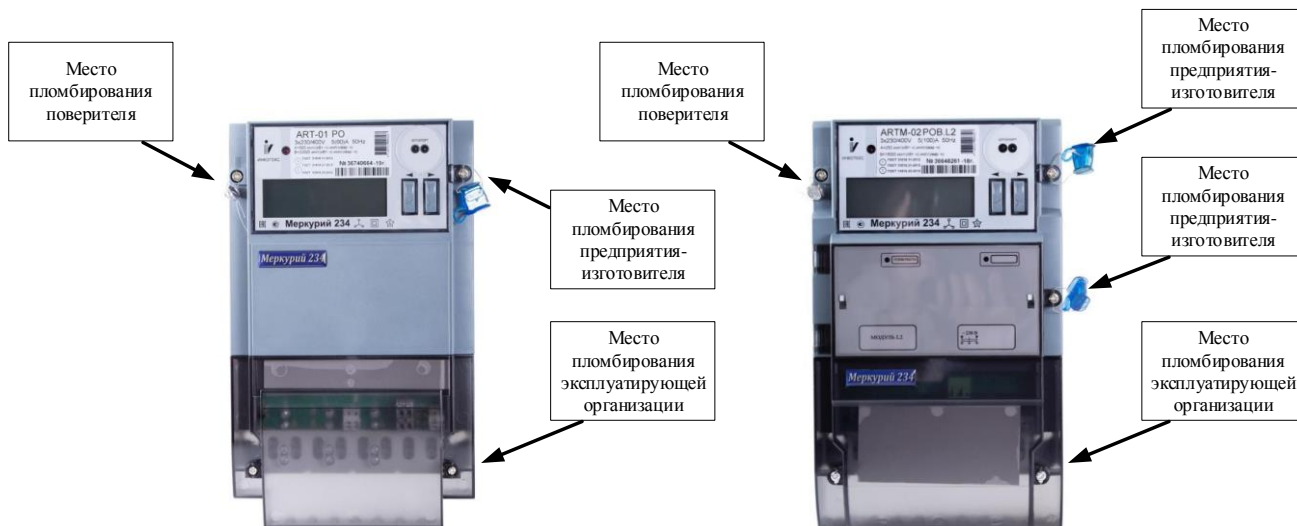


Рисунок 2.3 – Общий вид счетчиков «Меркурий 234» с указанием мест пломбирования и нанесения знака поверки

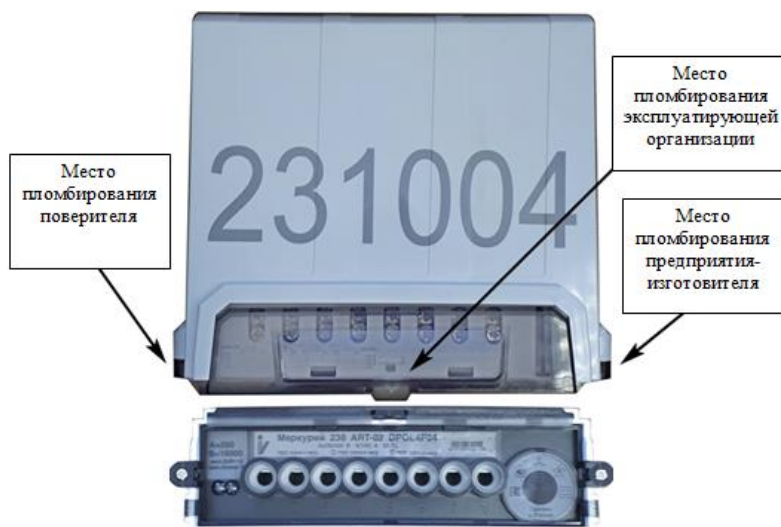


Рисунок 2.4 – Общий вид счетчиков «Меркурий 238» с указанием мест пломбирования и нанесения знака поверки

2.10 Упаковка

Упаковка счетчиков соответствует ГОСТ 22261, ГОСТ 23170, ОСТ 45.070.011 и документации предприятия-изготовителя.

3 Устройство и работа

3.1 Устройство счетчиков

Счетчики выполнены в пластиковом корпусе, не поддерживающем горение. Корпус счетчиков «Меркурий 204», «Меркурий 234» предназначен для монтажа на панель (щит), корпус счетчиков «Меркурий 208», «Меркурий 238» предназначен для монтажа на опору линии электропередач или иную поверхность с использованием кронштейна, входящего в состав счетчиков. Габаритные размеры приведены в приложении А.

Счетчики состоят из корпуса с крышками, клеммной колодкой и установленными внутри печатными платами с радиоэлементами. Клеммные крышки счетчиков выполнены из прозрачного пластика для контроля несанкционированного подключения к измерительным и интерфейсным цепям.

Счетчики имеют светодиодные индикаторы функционирования, являющиеся одновременно индикаторами импульсов учета электроэнергии.

Модификации счетчиков «Меркурий 204» и «Меркурий 234» с буквой «М» в коде имеют сменные модули интерфейсов.



Сменные модули, а также батарею дополнительного энергонезависимого питания счетчиков «Меркурий 204», «Меркурий 234» можно заменить на объекте эксплуатации без вскрытия основной крышки корпуса и нарушения поверочных пломб.

3.2 Работа счетчиков

Основным узлом счетчиков является микроконтроллер. На вход микроконтроллера поступают электрические сигналы от датчиков тока и напряжения. Микроконтроллер выполняет расчет мгновенных и усредненных значений параметров сети, производит подсчет количества активной и реактивной электроэнергии с учетом тарификатора, вычисление ПКЭ, анализ и формирование событий, формирование профилей мощности и архивов показаний на начало периодов и сохранение всей информации в энергонезависимой памяти.

Измеренные и накопленные данные и события могут быть просмотрены на ЖКИ, а также переданы на верхний уровень управления по интерфейсам связи.

3.2.1 Формирование событий

Счетчики обеспечивают формирование и хранение в энергонезависимой памяти следующих событий:

- дата и время вскрытия клеммной крышки;
- дата и время вскрытия корпуса прибора учета;
- дата последнего перепрограммирования (включая фиксацию факта связи со счетчиком, приведшего к изменению данных);
- изменение направления перетока мощности;
- дата и время воздействия сверхнормативного магнитного воздействия;
- отклонение напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
- включение и отключение счетчика (пропадание и восстановление напряжения);
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях с конфигурируемыми порогами (для трехфазных счетчиков);
- нарушение фазировки (для трехфазных счетчиков);
- инициализация прибора учета, время последнего сброса, число сбросов нарастающим итогом;
- выход за граничное значение температуры внутри корпуса с конфигурируемым порогом;
- результаты непрерывной самодиагностики;

- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени.

Глубина хранения журналов событий составляет 10 событий каждого типа при работе по протоколу «Меркурий» и не менее 256 событий в каждом журнале при работе по протоколу СПОДЭС/DLMS с разделением событий по журналам в соответствии со спецификацией протокола СПОДЭС/DLMS.

Все события в журналах сохраняются с присвоением метки времени события.

События вскрытия клеммной крышки и корпуса формируются и сохраняются, в том числе, при отключенном электропитании счетчиков.

3.2.2 Хранение информации

Счетчики обеспечивают хранение в энергонезависимой памяти:

- два профиля активной и реактивной мощности нагрузки прямого и обратного направлений с программируемым интервалом времени интегрирования от 1 до 60 минут и глубиной хранения не менее 170 суток при времени интегрирования 30 минут;
- тарифицированные данные по активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом (для трехфазных счетчиков – включая пофазный учет), в том числе в прямом и обратном направлениях, на начало текущих суток и 123 предыдущих суток, на начало текущего месяца и на начало предыдущих 36 месяцев, на начало текущего года и на начало предыдущих двух лет;
- измерительные данные, параметры настройки, встроенное ПО.

ВНИМАНИЕ! ИНДИКАЦИЯ НАКОПЛЕННОЙ ЭНЕРГИИ НА ЖКИ ПРОИЗВОДИТСЯ ЗА ПРЕДЫДУЩИЕ ПЕРИОДЫ В ВИДЕ РАСХОДОВ ЗА СУТКИ (МЕСЯЦ, ГОД)



ПЕРЕДАЧА ДАННЫХ ПО ИНТЕРФЕЙСАМ ПРОИЗВОДИТСЯ НА НАЧАЛО КАЛЕНДАРНОГО ПЕРИОДА В ВИДЕ ПОКАЗАНИЙ НА НАЧАЛО СУТОК (МЕСЯЦА, ГОДА)

ВНИМАНИЕ! В СВЯЗИ С ОСОБЕННОСТЯМИ ХРАНЕНИЯ ДАННЫХ, ПОСЛЕ ПОДАЧИ КОМАНДЫ УСТАНОВКИ ВРЕМЕНИ НА БОЛЕЕ РАННЕЕ (УСТАНОВКА «НАЗАД») ТРЕБУЕТСЯ ПРОИЗВЕСТИ ИНИЦИАЛИЗАЦИЮ ПРОФИЛЕЙ МОЩНОСТИ. РЕКОМЕНДУЕТСЯ ПЕРЕД ПОДАЧЕЙ КОМАНДЫ УСТАНОВКИ ВРЕМЕНИ ПРОВОДИТЬ ПОЛНОЕ ЧТЕНИЕ И СОХРАНЕНИЕ ПРОФИЛЕЙ МОЩНОСТИ



3.2.3 Интерфейсы и протоколы обмена

Счетчики обеспечивают обмен информацией с оборудованием вышестоящего уровня управления через встроенные интерфейсы связи (модемы).

Счетчики содержат от 2 до 4 независимых интерфейсов связи в соответствии с модификацией по таблице 1.2.

Интерфейсы связи RS485 (индекс R в коде), CAN (C), GSM (Gx), радиointерфейс (Fx), Ethernet (E) являются вспомогательными цепями по ГОСТ 31818.11-2012 с рабочим напряжением ниже 40 В. Значения рабочего напряжения приведены в соответствующих стандартах на интерфейсы связи.

Обмен данными по всем интерфейсам может производиться одновременно и независимо друг от друга, включая оптопорт.

Обмен данными по интерфейсам связи осуществляется по протоколу СПОДЭС на основе и в соответствии с IEC 62056 DLMS/COSEM (далее – СПОДЭС/DLMS) или по протоколу «Меркурий». Выбор протокола осуществляется программно.

При работе по протоколу СПОДЭС/DLMS счетчики совместимы с ПО ИБК «Пирамида 2.0» и «Пирамида-сети».

При работе по протоколу СПОДЭС/DLMS счетчики имеют идентификатор производителя «INC», зарегистрированный в ассоциации DLMS UA.

Счетчики имеют защиту от несанкционированного доступа к данным по интерфейсам:

- при работе по протоколу СПОДЭС/DLMS – в соответствии со спецификацией протокола;
- при работе по протоколу «Меркурий»:
 - 1 уровень доступа – для считывания данных;
 - 2 уровень доступа – для конфигурирования.

Счетчики имеют возможность программирования и чтения по интерфейсам параметров в соответствии со спецификацией протокола СПОДЭС/DLMS.

Счетчики имеют возможность программирования по интерфейсам следующих параметров по протоколу «Меркурий», в скобках указан уровень доступа для программирования:

- параметры обмена по интерфейсу (1, 2);
- смена паролей первого (потребителя энергии) и второго (продавца энергии) уровня доступа к данным (1, 2);
- индивидуальные параметры счетчика (2);
- текущее время и дата (2);
- тарифное расписание (2);
- параметры перехода сезонного времени (2);
- параметры ведения профилей мощности (2);
- режимы индикации (1, 2);
- параметры контроля за превышением установленных лимитов активной мощности и энергии (2);
- инициализация регистров накопленной энергии (2);
- перезапуск счетчика («горячий» сброс) без выключения питания сети (2);
- параметры качества электроэнергии (ПКЭ) (2);
- расписание контроля за утренними и вечерними максимумами мощности (1, 2).

Счетчики имеют возможность чтения по интерфейсам следующих параметров по протоколу «Меркурий», в скобках указан уровень доступа для чтения:

- учтенная активная и реактивная энергия прямого и обратного направления, в том числе по тарифам, нарастающим итогом и на начало отчетных периодов (1, 2);
- мгновенные и усредненные значения измеряемых параметров (2);
- текущее время и параметры встроенных часов счетчика (1, 2);
- параметры тарификатора (2);
- параметры ведения профиля мощности (2);
- индивидуальные параметры счетчика (2);
- режимы индикации (2);
- параметры контроля лимитов активной энергии и мощности (1, 2);
- журналы событий (2);
- журнал перепрограммирования (включая изменение конфигурационных параметров) (2);
- журналы ПКЭ (2);
- значения максимумов мощности, при наличии расписания контроля (2);
- слово состояния и данные самодиагностики счетчика (2).

Счетчики могут быть запрограммированы на инициативную передачу служебной и технологической информации по последовательному интерфейсу.

В счетчиках предусмотрена фиксация следующих внутренних данных и параметров по адресному/широковещательному запросу (функция «защелка» или «стоп-кадр»):

- время и дата фиксации;
- энергия A+, R+ по сумме тарифов;

- энергия A+, R+ по тарифу 1;
- энергия A+, R+ по тарифу 2;
- энергия A+, R+ по тарифу 3;
- энергия A+, R+ по тарифу 4;
- активная мощность по каждой фазе (для трехфазных счетчиков – и по сумме фаз);
- реактивная мощность по каждой фазе (для трехфазных счетчиков – и по сумме фаз);
- полная мощность по каждой фазе (для трехфазных счетчиков – и по сумме фаз);
- напряжение по каждой фазе;
- ток по каждой фазе (для однофазных счетчиков – по фазе и нейтрали);
- коэффициент мощности по каждой фазе (для трехфазных счетчиков – и по сумме фаз);
- частота;
- углы между основными гармониками фазных напряжений.

3.2.4 Управление нагрузкой

Счетчики имеют возможность управления нагрузкой с помощью встроенного силового реле и с помощью управления внешним устройством отключения.

В счетчиках предусмотрены следующие режимы (команды) управления включением/отключением нагрузки:

- режим нагрузка «отключена» по команде от интерфейса «отключить нагрузку»;
- режим нагрузка «включена» по команде от интерфейса «включить нагрузку»;
- режим управления по заранее запрограммированным лимитам измеряемых величин;
- режим управления по заранее запрограммированным событиям несанкционированного доступа;
- режим автоматического повторного включения с заранее запрограммированным периодом.

Управление внешними устройствами включения/отключения нагрузки в счетчиках «Меркурий 204», «Меркурий 234» производится с помощью изменения состояния импульсного выхода (контакты 9 – 10, 12 – 13) и дополнительного выхода (контакты 18 – 19). Параметры встроенного реле для управления внешними устройствами включения/отключения нагрузки приведены в таблице 2.10.

Счетчики имеют переключатель блокировки управления нагрузкой. При выпуске из производства переключатель блокировки установлен в положение «Отключен». Переключатель находится в опломбированной части счетчика под верхней крышкой рядом с ЖКИ («Меркурий 204», «Меркурий 234», см. рисунок 3.1) или под крышкой зажимов рядом с электронной пломбой («Меркурий 208», «Меркурий 238», см. рисунок 3.2).



Рисунок 3.1 – Расположение переключателя блокировки управления нагрузкой счетчиков «Меркурий 204» (слева) и «Меркурий 234» (справа)



Рисунок 3.2 – Расположение переключателя блокировки управления нагрузкой счетчиков «Меркурий 208» (слева) и «Меркурий 238» (справа)

Для блокировки управления нагрузкой следует установить переключатель в положение «ON» (все контактные группы).

Для разрешения управления нагрузкой следует установить переключатель в исходное положение.



ВНИМАНИЕ! Счетчики со встроенным силовым реле имеют защитную функцию отключения нагрузки при превышении максимального тока в любой из фаз.



ВНИМАНИЕ! Защитная функция отключения нагрузки при превышении максимального тока может быть отключена при конфигурировании, однако предприятие-изготовитель не рекомендует отключать защиту во избежание перегрева счетчиков и не несет ответственности за возможные неисправности в случае перегрева счетчиков при отключении защиты.



ВНИМАНИЕ! Запрещается использовать защитную функцию отключения нагрузки в счетчике в качестве функции вводного автоматического выключателя нагрузки.

Счетчики с максимальным током 60 А автоматически отключают нагрузку при токе 63 А, счетчики с максимальным током 100 А – при токе 106 А. Повторное включение возможно как дистанционно подачей команды по любому из интерфейсов, так и кнопками на лицевой панели счетчика.

В случае автоматического отключения нагрузки для повторного включения нагрузки необходимо:

1. Устранить причину отключения (снизить потребляемую мощность или увеличить лимиты мощности и/или энергии).
2. Подать команду на включение нагрузки по интерфейсу связи.

Для ручного включения одновременно нажать и удерживать обе кнопки счетчика более 3 с (при условии, что ручное включение разрешено для данного режима управления нагрузкой).

В счетчиках «Меркурий 208», «Меркурий 238» перевод телеметрии (оптический выход/светодиод) в режим "Управление нагрузкой" невозможен, для управления нагрузкой может использоваться только встроенное реле.

3.2.5 Защита от несанкционированного доступа

Счетчики оснащены энергонезависимыми электронными пломбами вскрытия/закрытия крышки клемм и корпуса. Срабатывание электронных пломб, вызванное вскрытием/закрытием крышки клемм/корпуса, фиксируется в журнале событий и отображается на ЖКИ.

Счетчики имеют неразъемный корпус, попытки вскрытия корпуса приводят к визуальному нарушению целостности защитных элементов корпуса.

Счетчики обнаруживают воздействие постоянного и переменного магнитного поля величиной 150 мТл и более. Начало и окончание воздействия фиксируется в журнале

событий, факт воздействия отображается на ЖКИ. Дополнительно счетчики ведут учет суммарной длительности воздействия магнитным полем.

Счетчики обеспечивают разграничение уровней доступа на программном уровне с помощью системы паролей в соответствии с протоколами «Меркурий» и СПОДЭС/DLMS.

3.2.6 Работа счетчика с функциями телемеханики

Счетчик с функциями телемеханики (индексы K1 или K2 в коде счетчика) может работать в режиме контроллера ТМ и АИИС КУЭ, выполняя задачи технического и коммерческого учета электроэнергии, аварийного контроля, телемеханики (ТМ).

В режиме контроллера ТМ и АИИС КУЭ счетчик выполняет следующие функции:

- организация сети RS485 для обмена данными со счетчиками электроэнергии и MODBUS устройствами;
- сбор данных со счетчиков электроэнергии и другого оборудования, подключенного по интерфейсам RS485;
- обмен данными по интерфейсам Ethernet, GSM с оборудованием вышестоящего уровня управления (УСПД, промышленными контроллерами, серверами сбора, облачными платформами и т.п.);
- обеспечение прямого обмена данными между счетчиками электроэнергии и другим оборудованием с одной стороны, и оборудованием вышестоящего уровня управления с другой стороны (функция туннелирования или прямого канала);
- контроль состояния технологического объекта по каналам дискретных датчиков, телесигнализация (ТС);
- трансляция команд телеуправления (ТУ) на исполнительные механизмы;
- локальное чтение данных, конфигурирование и диагностика подключенных счетчиков и других устройств.

В режиме контроллера ТМ и АИИС КУЭ обеспечивается сбор информации с устройств следующих типов:

- счетчики электроэнергии, обеспечивающие передачу по протоколу СПОДЭС;
- счетчики электроэнергии «Меркурий»;
- счетчики электроэнергии других производителей, перечень которых приведен на сайте предприятия-изготовителя;
- устройства, поддерживающие стандартный протокол MODBUS;
- дискретные датчики типа «сухой контакт».

Максимально может опрашиваться 256 счетчиков электроэнергии и MODBUS устройств.

Обеспечивается взаимодействие с системами вышестоящего уровня управления по каналам Ethernet, GSM:

- для систем АИИС КУЭ обеспечивается прямой канал доступа к счетчикам и интеллектуальным устройствам, подключенным по двум интерфейсам RS485;
- для систем телемеханики и SCADA обеспечивается передача данных измерений счетчиков, параметров, полученных от интеллектуальных устройств, и состояний дискретных каналов ввода-вывода по протоколам 60870-5-104 и OPC UA.

Возможная схема работы счетчика с функциями телемеханики в составе систем АИИС КУЭ, телемеханики, SCADA на трансформаторных подстанциях/ трансформаторных пунктах распределительных сетей приведена на рисунке 3.3.

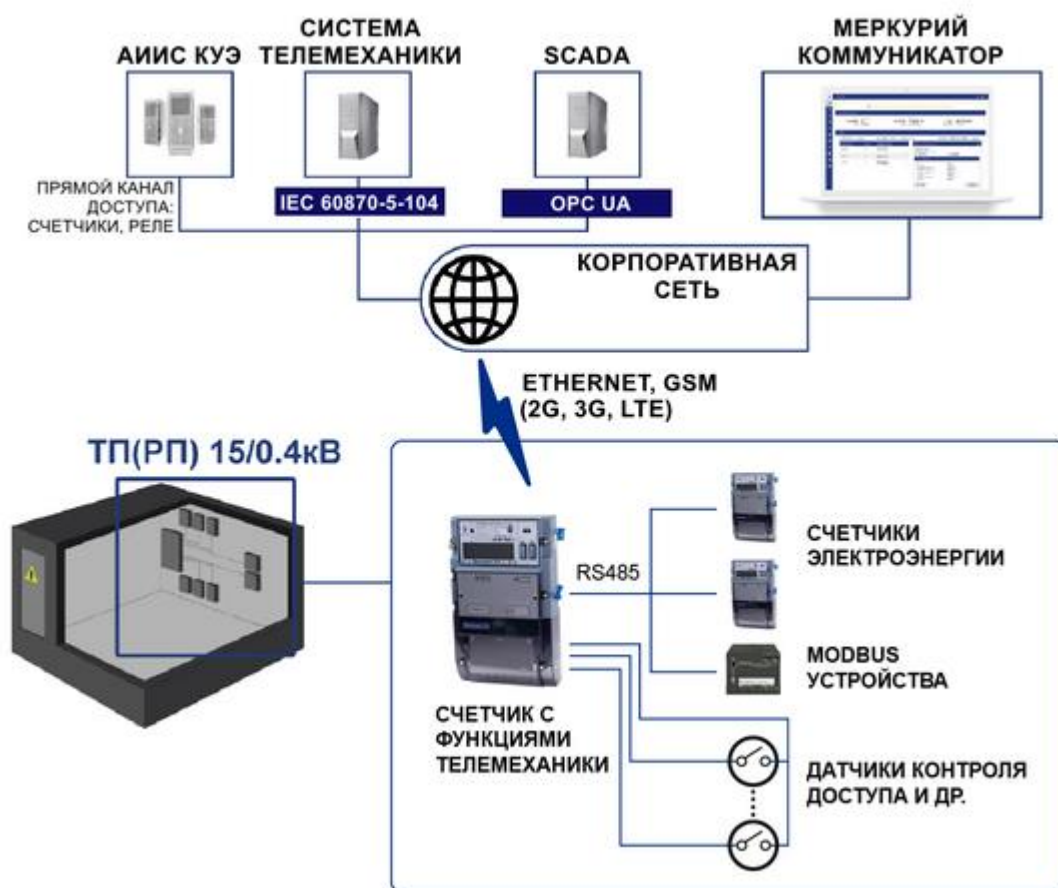


Рисунок 3.3 – Схема работы в составе автоматизированных систем

При вводе в эксплуатацию в составе АС счетчик с функциями телемеханики необходимо настроить для работы в составе системы (конфигурировать) в соответствии с эксплуатационной документацией на АС.

Конфигурирование должно осуществляться подготовленным техническим персоналом, владеющим навыками работы с вычислительной техникой и знакомым с задачами АС.

Изменение параметров конфигурации выполняется в Веб-интерфейсе, сведения по конфигурированию приведены в документе «Веб-интерфейс. Руководство пользователя» <https://www.incotexcom.ru/support/docs/manual>.

Если счетчик с функциями телемеханики имеет «серый» IP-адрес, то для обеспечения канала связи с устройством управления верхнего уровня необходимо использовать ПО «Меркурий Коммуникатор», см. «Меркурий Коммуникатор. Руководство пользователя» <https://www.incotexcom.ru/support/docs/manual>.

Счетчик с функциями телемеханики можно конфигурировать для работы в режиме защищенного канала (VPN).

3.2.7 Работа счетчика с интерфейсом NB-IoT или GSM DUAL SIM

Счетчик со встроенным интерфейсом NB-IoT или GSM DUAL SIM (индексы G5 или G1 в коде счетчика, соответственно) может работать в режиме контроллера АИИС КУЭ, выполняя задачи технического и коммерческого учета электроэнергии. Счетчики с интерфейсом NB-IoT или GSM DUAL SIM могут работать в двух режимах передачи данных:

- режим инициативной передачи данных;
- режим прямого канала.



Если нет обмена по прямому каналу и при этом сконфигурирован канал инициативной передачи данных, счетчик начинает работать в режиме инициативной передачи данных.

В режиме инициативной передачи данных счетчик является инициатором передачи данных:

- архивов показаний на начало отчетного периода;
- текущих значений параметров электропитания;
- журналов событий;
- оперативных событий, при наступлении которых выполняется отправка данных.

Для счетчика с интерфейсом NB-IoT режим инициативной передачи данных, который оптимизирован для минимизации трафика, является основным режимом работы. Режим прямого канала является опциональным.

В целях минимизации трафика при настройке режима инициативной передачи данных можно выбрать расписание передачи данных и состав передаваемых данных и событий. Полный перечень параметров и событий, доступных для выбора, приведен в документе «LpWAN Конфигуратор. Руководство пользователя» <https://www.incotexcom.ru/support/docs/manual>. Выполняется оценка суточного трафика, кроме того, можно установить лимит суточного трафика. Если максимальный объем суточного трафика выбран, счетчик прекращает передачу данных, что важно для ограничения количества передаваемых данных в нештатных ситуациях.

С вышестоящего уровня управления доступны функции конфигурирования счетчика и управления счетчиком.

Для снижения средних затрат на точку учета, к счетчику с интерфейсом NB-IoT можно подключить по интерфейсу RS485 ведомые счетчики для опроса через ведущий счетчик по NB-IoT. К ведущему счетчику можно подключить не более трех ведомых счетчиков. Для каждого из ведомых счетчиков доступна индивидуальная настройка режима инициативной передачи данных.

Схема работы счетчика с интерфейсом NB-IoT в составе системы АИИС КУЭ в режиме инициативной передачи данных приведена на рисунке 3.4.



Рисунок 3.4 – Схема работы счетчика NB-IoT в составе АИИС КУЭ

В режиме прямого канала счетчики передают данные по запросу из системы верхнего уровня, независимо от используемого протокола обмена. Настройка объема запрашиваемых данных, времени запросов данных и прочих параметров обмена данными выполняется в системе верхнего уровня.

Для счетчика с интерфейсом GSM DUAL SIM основным режимом работы является режим прямого канала. Режим инициативной передачи данных является опциональным. Для работы в режиме прямого канала к счетчику с интерфейсом GSM DUAL SIM можно подключить по интерфейсу RS485 64 и более ведомых счетчиков. В режиме инициативной передачи данных к ведущему счетчику можно подключить не более трех ведомых счетчиков.

Счетчик с интерфейсом GSM DUAL SIM обеспечивает стабильный и надежный обмен данными, так как может работать по каналам разных операторов сотовой связи. При настройке назначается приоритетный оператор связи, а в процессе работы выполняется автоматический переход в сеть другого оператора, если невозможно передать данные из-за неудовлетворительного качества связи или низкого уровня сигнала. После определенного интервала времени, заданного при настройке, выполняется возврат в сеть приоритетного оператора.

Схема работы счетчика с интерфейсом GSM DUAL SIM в составе системы АИИС КУЭ приведена на рисунке 3.5.

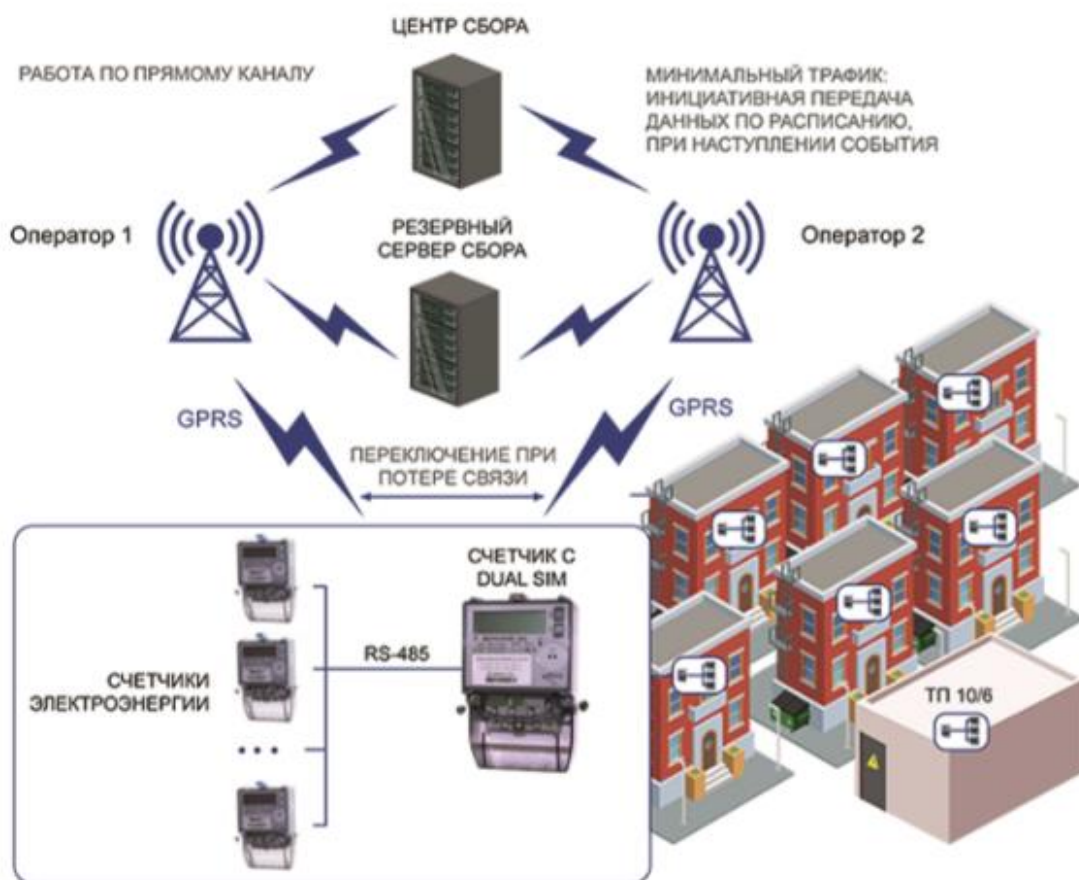


Рисунок 3.5 – Схема работы счетчика DUAL SIM в составе АИИС КУЭ

При вводе в эксплуатацию в составе АС счетчик с интерфейсом NB-IoT или GSM DUAL SIM необходимо настроить для работы в составе системы (skonфигурировать).

Изменение параметров конфигурации выполняется в приложении «LpWAN Конфигуратор», сведения по конфигурированию приведены в документе «LpWAN Конфигуратор. Руководство пользователя».

Конфигурирование следует выполнить в соответствии с эксплуатационной документацией на АС и руководствуясь инструкциями, приведенными в документе «LpWAN Конфигуратор. Руководство пользователя».

Конфигурирование должно осуществляться подготовленным техническим персоналом, владеющим навыками работы с вычислительной техникой и знакомым с задачами АС.

4 Использование по назначению

4.1 Эксплуатационные ограничения

К работам по монтажу, техническому обслуживанию и ремонту счетчика допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III до 1000 В.



ВНИМАНИЕ: Все работы, связанные с монтажом счетчиков, должны производиться при отключенной сети.

При проведении работ по монтажу и обслуживанию счетчика должны соблюдаться требования ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

При монтаже счетчика на месте эксплуатации диаметр подключаемых к счетчику проводов должен выбираться в зависимости от величины максимального тока нагрузки в соответствии с ПУЭ.

Максимальный ток нагрузки не должен превышать максимальный ток счетчика в соответствии с модификацией по таблице 1.3.



Слабая затяжка винтов клеммной колодки, а также использование многожильного провода без наконечников может явиться причиной выхода счетчика из строя и причиной пожара.

4.2 Схемы подключения счетчиков

Схемы подключения счетчиков приведены в приложении Б.

Счетчики «Меркурий 234» имеют возможность соединения цепей тока и напряжения (для использования в счетчиках прямого включения). Для соединения цепей тока и напряжения необходимо установить винты «1», «2» и «3» как показано на рисунке 4.1.

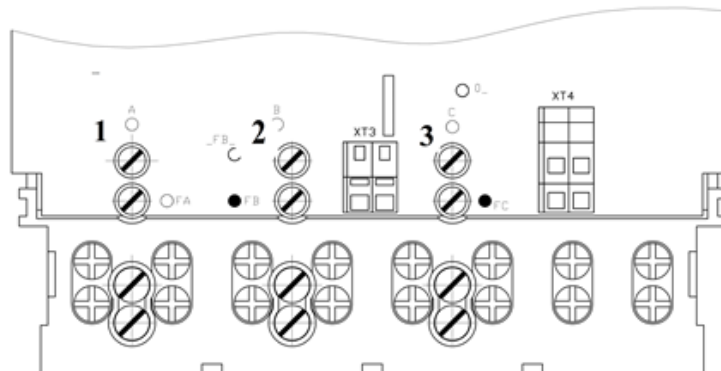


Рисунок 4.1 – Винты для соединения цепей тока и напряжения счетчика «Меркурий 234»



ВНИМАНИЕ! ПЕРЕД МОНТАЖОМ СЧЕТЧИКА «МЕРКУРИЙ 234» НЕОБХОДИМО УСТАНОВИТЬ ИЛИ СНЯТЬ ВИНТЫ «1», «2», «3» В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СХЕМЫ ВКЛЮЧЕНИЯ СЧЕТЧИКА В СООТВЕТСТВИИ С ПРИЛОЖЕНИЕМ Б.



Подключение счетчиков к измерительным цепям тока и напряжения на объекте эксплуатации, включая цепи измерительных трансформаторов тока и напряжения, должно производиться в соответствии со схемой объекта эксплуатации и документацией на измерительные трансформаторы.



Предприятие-изготовитель не несет ответственности за нарушения схем подключения счетчика и потребителя к электроустановкам и за неисправности электроустановок, приводящие к различиям значений учтенной счетчиком энергии от реальных потребленных значений.



В трехфазных счетчиках прямого включения со сменным модулем (модификации ARTM -01, -02) питание на сменный модуль (NBIOT, DUAL SIM, модуль телемеханики и т. п.) поступает от фазы С. Если фаза С не подключена к счетчику (при подключении только фазы А и/или фазы В), питание на сменный модуль не поступает и связь со счетчиком через данный модуль связи не устанавливается.



В трехфазных счетчиках трансформаторного включения со сменным модулем (модификации ARTM кроме -01, -02) питание на сменный модуль поступает от линейного напряжения ВС. Если фаза В или С не подключена к счетчику, питание на сменный модуль не поступает и связь со счетчиком через данный модуль связи не устанавливается.

4.3 Подготовка к работе

4.3.1 Монтаж счетчика

Перед монтажом счетчика извлечь счетчик из транспортной упаковки и произвести внешний осмотр, убедиться в отсутствии видимых повреждений, наличии и сохранности пломб.

При монтаже счетчиков «Меркурий 208», «Меркурий 238» на опоре:

1. Закрепить скобу для монтажа счетчика на опоре с помощью дюбелей или стальной монтажной ленты.
2. Совместить направляющие на задней стенке счетчика и скобы.
3. Надеть счетчик на скобу движением сверху вниз.
4. Подключить силовые провода к клеммной колодке снизу.

Допускается возможность монтажа и подключения счетчиков «Меркурий 208», «Меркурий 238» с использованием прокалывающих зажимов.

Установить счетчик на место эксплуатации клеммной колодкой вниз.

Подключить к счетчику снизу цепи напряжения и тока в соответствии со схемой объекта эксплуатации, схемой, приведенной на клеммной крышке, и схемам, приведенным в приложении Б настоящего документа.



Рекомендуется в первую очередь затянуть верхний винт клеммы, подергиванием провода убедиться, что провод зажат, затем затянуть нижний винт клеммы. Затяжку винтов производить без рывков, рекомендуемый момент затяжки 2,5 – 3,0 Нм.



Для обеспечения надежного контакта рекомендуется после первичной затяжки винтов клемм спустя несколько минут повторно протянуть винты.



Максимальный внешний диаметр токоведущей части одножильного провода или диаметр наконечника для подключения к силовым клеммам счетчика 7 мм.

После подключения цепей тока и напряжения установить клеммную крышку, зафиксировать ее винтами (для счетчиков «Меркурий 204», «Меркурий 234»).

Подать на счетчик напряжение и убедиться в его работоспособности:

- на ЖКИ счетчиков «Меркурий 204», «Меркурий 234» отображается значение учтенной энергии по текущей тарифной зоне;

- индикаторы фаз **А**, **В**, **С** на ЖКИ счетчика «Меркурий 234» отображаются непрерывно (не должны мигать);
- индикатор функционирования счетчиков «Меркурий 208», «Меркурий 238» светится.



ВНИМАНИЕ! Подключение счетчиков «Меркурий 234» со сменными модулями при отсутствии подключения цепи нейтрали может привести к выходу из строя сменного модуля. Рекомендуется для данных счетчиков проконтролировать наличие и значение напряжения между контактами фазы С и нейтрали после подачи напряжения.

Опломбировать клеммную крышку счетчика, сделать отметку в формуляре о дате установки и ввода в эксплуатацию.

4.3.2 Монтаж антенны

При использовании счетчиков с радиоинтерфейсами GSM, NB-IoT, LoRaWAN, XNB в случае применения внешних антенн рекомендуется использовать антенны с магнитным или клейким креплением. Антенна должна устанавливаться в месте, не экранированном металлом и обеспечивающим лучшие условия для прохождения радиоволн.

Счетчик может комплектоваться «лепестковой» или «штыревой» антенной. Примеры антенн приведены на рисунке 4.2.



Рисунок 4.2 – «Лепестковая» (слева) и «штыревая» (справа) антенны

Использование антенны, подключаемой непосредственно в антенное гнездо счетчика без дополнительного кабеля и размещаемой под клеммной крышкой счетчика, рекомендуется только в местах надежного приема радиосигнала.



Счетчики модификаций «F0x» и «Gx» могут иметь размещенные внутри счетчика встроенные антенны соответствующих интерфейсов.



ВНИМАНИЕ! В связи со значительным ослаблением радиосигналов металлическими поверхностями, не рекомендуется размещать в металлических шкафах счетчики со встроенными антеннами и счетчики с антеннами под клеммной крышкой.

При необходимости на объекте эксплуатации для счетчиков модификаций «Gx» могут быть использованы любые серийно выпускаемые антенны GSM/NB-IoT со следующими параметрами:

- рабочий диапазон частот 900 и 1800 МГц;
- коэффициент усиления не менее 3 dBi;
- минимально достаточная на конкретном объекте длина антенного кабеля, желательно не более 3 м;
- разъем на кабеле для подключения к антенному входу счетчика SMA-M.



ВНИМАНИЕ! Имеющиеся в свободной продаже антенны различных частотных диапазонов могут выглядеть одинаково, но иметь разные технические характеристики.

При монтаже антенны следует выполнять рекомендации:

1. Антенну любого типа располагать как можно выше от поверхности земли (пола).
2. «Лепестковую» антенну на клейкой основе располагать вертикально, питающим проводом вниз, т. е. наклеивать на вертикально расположенное неметаллическое основание (дерево, пластик, стекло и т. п.). При отсутствии неметаллических поверхностей допускается наклеивать антенну на металлические поверхности, при этом ожидается незначительное ухудшение качества приема.
3. Лицевую сторону «лепестковой» антенны (противоположную клеевому слою и поверхности, на которую антенна наклеена) направить на ближайшую базовую станцию соответствующего оператора связи.
4. Штыревую антенну на магнитном/клеяком основании размещать на металлическом основании вертикально, штырем вверх.



ВНИМАНИЕ! Крепление антенны на металлическую поверхность приводит к значительному ухудшению приема сигнала в этом направлении.



ВНИМАНИЕ! Скрутка неиспользуемого кабеля в бухту «виток к витку» не допускается.

Возможные причины плохого качества связи при использовании беспроводных интерфейсов связи:

1. Ошибки в планировании радиопокрытия при размещении базовых станций.

В случае разворачивания сети базовых станций собственными силами или с привлечением подрядных организаций следует обратиться в компанию-разработчик соответствующей радиотехнологии для получения рекомендаций по радиопланированию, в том числе, по изменению местоположения и/или ориентации базовых станций.

2. Неудачное местоположение или неверная ориентация антенны.

В случае неудачного расположения антенны следует смонтировать антенну в другом месте с соблюдением приведенных выше рекомендаций.

4.3.3 Рекомендации по использованию SIM-карт

Требования к SIM-карте:

- формат miniSIM;
- стандарт GSM (900/1800 МГц);
- отключен контроль PIN-кода;
- активирована услуга GPRS;
- положительный баланс счета.

Для отключения PIN-кода и активации услуги GPRS следует предварительно установить SIM-карту в любой мобильный телефон и действовать согласно инструкции к телефону.



ВНИМАНИЕ: УСТАНОВКА И ЗАМЕНА SIM-КАРТ ДОПУСКАЕТСЯ ТОЛЬКО ПРИ ОТКЛЮЧЕННОМ ЭЛЕКТРОПИТАНИИ.



ВНИМАНИЕ: При использовании счетчиков с радиointерфейсами GSM или NB-IoT рекомендуется использовать специализированные термостойкие M2M SIM-карты, доступные для приобретения через сотовых операторов. Использование «обычных» SIM-карт может привести к отсутствию связи при колебаниях температуры.



ВНИМАНИЕ: Счетчики с индексом «G1» в коде не имеют возможности работы по CSD и обеспечивают передачу данных только по GPRS/EDGE.

4.3.4 Рекомендации по подключению интерфейсов



ВНИМАНИЕ: ЗАПРЕЩАЕТСЯ ПРОИЗВОДИТЬ РАБОТЫ ПО ПОДКЛЮЧЕНИЮ ИНТЕРФЕЙСНЫХ КАБЕЛЕЙ ПРИ ВКЛЮЧЕННОМ ЭЛЕКТРОПИТАНИИ.

Подключение интерфейсов RS485 или CAN производить в соответствии со схемами, приведенными на рисунках Б.10, Б.11 приложения Б.

Счетчики имеют внутреннее питание интерфейса RS485.

При необходимости для питания интерфейса RS485 можно использовать внешний источник постоянного тока или источник резервного питания счетчика. Требования к источнику внешнего питания интерфейса RS485:

- напряжение питания 6-12 В;
- выходной ток не менее 250 мА;
- рекомендуется встроенная защита источника питания от перегрузки и короткого замыкания.

При подключении нескольких счетчиков в сеть по интерфейсам RS485 или CAN необходимо использовать топологию сети «общая шина».

Для улучшения качества связи рекомендуется для интерфейсов RS485 или CAN применять согласующие резисторы. Согласующие резисторы должны устанавливаться на обоих концах линии RS485 или CAN. Согласующие резисторы должны иметь сопротивление $120 \text{ Ом} \pm 10 \%$. При суммарной длине линии RS485 или CAN менее 5 метров применение согласующих резисторов не обязательно.



ВНИМАНИЕ! ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ НЕСКОЛЬКИХ СЧЕТЧИКОВ В СЕТЬ ПО ИНТЕРФЕЙСАМ RS485 ИЛИ CAN НЕ РЕКОМЕНДУЕТСЯ ДЕЛАТЬ ОТВЕТВЛЕНИЯ ЛИНИИ ДЛИНОЙ БОЛЕЕ 1 М

Вид счетчика с функциями телемеханики (со снятой крышкой) с элементами подключения приведен на рисунке 4.3.

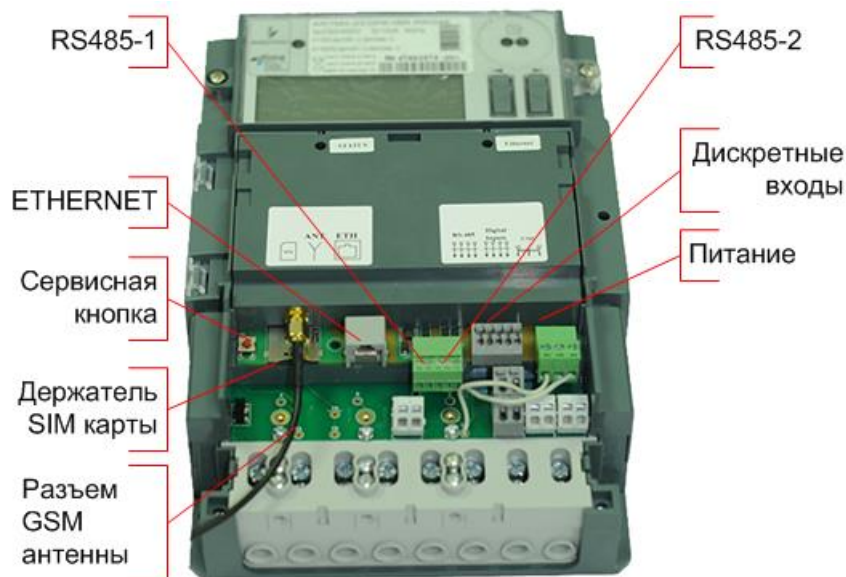


Рисунок 4.3 Вид счетчика с функциями телемеханики с элементами подключения

Схемы подключения приведены в приложении Б настоящего руководства.

Подключение интерфейсов RS485 производить в соответствии со схемой Б.12. При подключении используется розетка типа ECH350R-5P, входящая в состав счетчика. Контакт NC не используется.

Для подключения должен использоваться 2-х жильный кабель типа витая пара категории 3 и выше с сечением жил от 0,4 до 0,5 мм² с использованием наконечников.



В случае использования интерфейса RS485 для подключения 32 и более устройств рекомендуется использовать повторители интерфейса RS485.

Вид счетчика с модулем RS485 с элементами подключения приведен на рисунке 4.4. Схема подключения указана на шильдике модуля сверху.



Рисунок 4.4 – Вид счетчика с модулем RS485 с элементами подключения

Вид счетчика с модулем GSM с элементами подключения приведен на рисунке 4.5. Схема подключения указана на шильдике модуля сверху. Порт RS485 модуля GSM предназначен для подключения других счетчиков к модулю GSM.

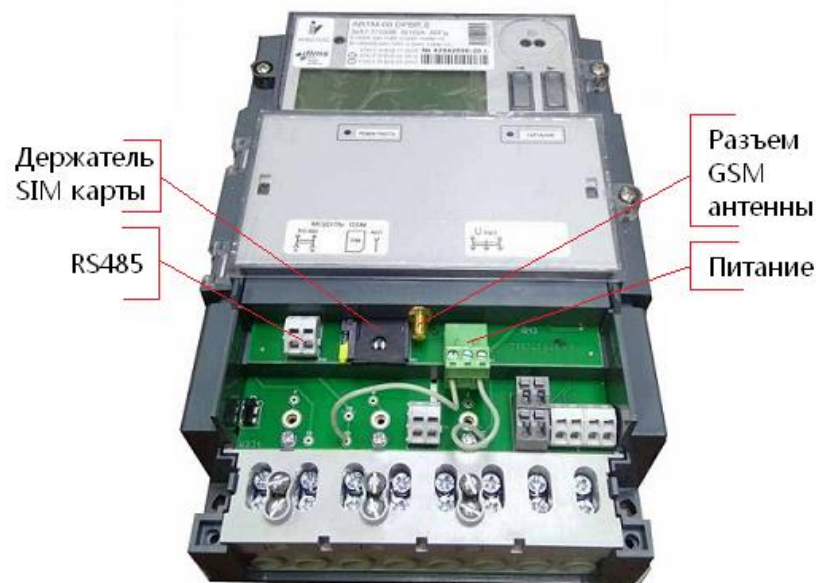


Рисунок 4.5 – Вид счетчика с модулем GSM с элементами подключения

Подключение интерфейса Ethernet производить в соответствии со схемой Б.13. При подключении к сети Ethernet используется разъем типа T8P8C (RJ45). Подключение производится прямым кабелем типа витая пара категории 5 и выше.

Подключение внешних датчиков типа «сухой контакт» производить в соответствии со схемой Б.14. При подключении датчиков используется розетка типа ECH350R-5P. Монтаж сигнальных линий от датчиков дискретных сигналов выполняется на клеммы с креплением «под винт». Для подсоединения должен использоваться кабель сечением жил от 0,5 до 1,5 мм² с использованием наконечников.

Подключение управляемых устройств производить в соответствии со схемой Б.15. При подключении управляемых устройств используется розетка типа ECH350R-5P. Для подсоединения должен использоваться кабель сечением жил от 0,5 до 1,5 мм² с использованием наконечников.

4.3.5 Сетевой адрес и пароли доступа по умолчанию



ВНИМАНИЕ: Перед запуском счетчика в эксплуатацию рекомендуется изменить сетевой адрес и пароль счетчика, установленный на предприятии-изготовителе, с целью предотвращения несанкционированного доступа к программируемым параметрам счетчика через интерфейсы связи.



Сетевой адрес по умолчанию счетчиков без индекса «D» в коде находится в интервале от 1 до 239 включительно и соответствует трем последним цифрам заводского номера. В случае если три последние цифры больше 239, то сетевой адрес соответствует двум последним цифрам. Сетевой адрес 0, заменяется на 1.



Сетевой адрес по умолчанию счетчиков с индексом «D» в коде находится в интервале от 17 до 124 включительно и соответствует трем последним цифрам заводского номера. В случае если три последние цифры больше 124, то адрес соответствует двум последним цифрам. В случае если сетевой адрес меньше 17, то к нему прибавляется 10 до тех пор, пока адрес не станет 17 или больше.

Пароль первого / второго уровня доступа по умолчанию:



0x111111 / 0x222222 (HEX) – для счетчиков без индекса «D» в коде,
111111 / 2222222222222222 (ASCII) – для счетчиков с индексом «D» в коде.

4.3.6 Переключение протокола

В счетчике реализован обмен данными по двум протоколам связи: «Меркурий» и «СПОДЭС».

Пароль для подключения к счетчику по протоколу «Меркурий» может иметь кодировку как в двоичных символах HEX так и в символах ASCII.

Пароль для подключения к счетчику по протоколу «СПОДЭС» может иметь кодировку только в символах ASCII.

Переводимый на протокол «СПОДЭС» счетчик должен иметь кодировку пароля ASCII.



Если счетчик имеет кодировку пароля HEX, следует изменить кодировку пароля на ASCII по методике п. 6 инструкции по переключению протоколов.

Инструкция доступна на странице

<https://www.incotexcom.ru/support/docs/instruction>.

Сетевой адрес переводимого на протокол «СПОДЭС» счетчика должен иметь значение от 17 до 124 включительно (диапазон разрешенных адресов «СПОДЭС»).



Если значение сетевого адреса находится вне этого диапазона, необходимо изменить сетевой адрес по методике п. 7 инструкции по переключению протоколов.

4.4 Использование

4.4.1 Индикация и управление

Счетчики «Меркурий 204» и «Меркурий 234» имеют ЖКИ и две кнопки управления навигацией по меню для отображения измеряемых величин и состояния счетчика.

Для отображения измеряемых величин счетчиков «Меркурий 208» и «Меркурий 238» используется выносной дисплей «Меркурий 258», отображение и навигация по меню которого соответствуют ЖКИ счетчиков «Меркурий 204», «Меркурий 234» и более подробно описаны в паспорте выносного дисплея.

Значения учтенной энергии по тарифным зонам и другие параметры могут быть считаны как с ЖКИ счетчика, так и через интерфейсы связи. Счетчики «Меркурий 204» и «Меркурий 234» обладают возможностью снятия показаний и прочей информации на встроенном ЖКИ без подключения электропитания.

Счетчики выдают показания непосредственно в инженерных единицах, в частности, в кВт·ч при измерении активной энергии и в квар·ч при измерении реактивной энергии.

При включении счетчиков «Меркурий 204» и «Меркурий 234» производится включение всех сегментов индикатора. Счетчики «Меркурий 204» и «Меркурий 234» могут выпускаться с тремя модификациями ЖКИ, отличающимися расположением вспомогательных сегментов счетчика.

Внешний вид ЖКИ приведен на рисунке 4.6. Все надписи на ЖКИ выводятся на русском языке, исключая значение «Cosφ». При продажах с англоязычной торговой маркой «Mercury» возможна поставка счетчиков с надписями на ЖКИ на русском или на английском языке, в зависимости от заказа.



Рисунок 4.6 – Внешний вид ЖКИ

Описание символов ЖКИ приведено в таблице 4.1. В основном поле ЖКИ отображается до 8 цифр значения выбранного параметра с единицами измерения, в дополнительном поле – до 8 цифр его OBIS-кода (тип по международной классификации IEC 62056-61). Полный перечень отображаемых параметров и соответствие параметров их OBIS-кодам приведены в таблице 4.2 для основных параметров и в таблице 4.3 для вспомогательных параметров. Состав параметров, которые выводятся в автоматическом и ручном режиме, задается в настройках параметров индикации счетчика.

Таблица 4.1 – Описание назначения символов ЖКИ

Символ	Описание
ТАРИФ, СУММА или TΣΣ	Текущий отображаемый тариф (цифры 1...4). При отображении символа СУММА отображается информация по сумме тарифов
ДЕНЬ МЕСЯЦ ГОД ПРЕД	Текущий отображаемый период. Например, отображение МЕСЯЦ ПРЕД означает, что отображаются данные измерений за предыдущий месяц, отображение ДЕНЬ – за текущий день
ДАТА или	Дата
ВРЕМЯ или	Время
Cos φ	Коэффициент мощности
Гц	Индикатор частоты электросети
ЛИМ	Индикатор отображения лимита
ДИСТ	Дистанционное управление

	Индикатор фаз (для трехфазного счетчика). При отображении основных параметров индикатор фаз указывает на наличие напряжения в каждой из фаз. Мигание какого-либо индикатора свидетельствует о снижении уровня напряжения в соответствующей фазе ниже 10% от номинального значения. При отображении остальных параметров индикатор показывает, к какой из фаз относится отображаемая информация. Одновременное мигание трех индикаторов означает нарушение порядка чередования фаз
ПОТЕРИ	Индикатор отображения технических потерь (в трансформаторах и линиях электропередач)
М или МАКС	Индикатор отображения максимумов мощностей
	Направление потока энергии при индикации значений потребленной энергии, направление вектора полной мощности при индикации тока, напряжения, мощности
	Обнаружено вскрытие корпуса, электронная пломба крышки счетчика
	Обнаружено воздействие магнита
	Обнаружен небаланс токов фазы и нейтрали
	Встроенное реле отключено
 или 	Уровень заряда элементов питания
	Уровень сигнала (качество связи с выносным дисплеем)
	Выход параметров качества электроэнергии за допустимые пределы
 или 	Индикатор наличия событий (нарушения ПКЭ, несанкционированного доступа, включая магнитное воздействие, диагностики, самодиагностики)

ВНИМАНИЕ! ИНДИКАЦИЯ НАКОПЛЕННОЙ ЭНЕРГИИ НА ЖКИ ПРОИЗВОДИТСЯ ЗА ПРЕДЫДУЩИЕ ПЕРИОДЫ В ВИДЕ РАСХОДОВ ЗА СУТКИ (МЕСЯЦ, ГОД)



ПЕРЕДАЧА ДАННЫХ ПО ИНТЕРФЕЙСАМ ПРОИЗВОДИТСЯ НА НАЧАЛО КАЛЕНДАРНОГО ПЕРИОДА В ВИДЕ ПОКАЗАНИЙ НА НАЧАЛО СУТОК (МЕСЯЦА, ГОДА)

Таблица 4.2 – Список основных параметров по группам

OBIS-код	Параметр
Учетная энергия нарастающим итогом	
1.0.1.8.0	Накопленная активная энергия потребления нарастающим итогом по сумме тарифов
1.0.1.8.N	Накопленная активная энергия потребления нарастающим итогом по тарифу номер N, здесь и далее N может принимать значения 1, 2, 3, 4
1.0.2.8.0	Накопленная активная энергия отдачи нарастающим итогом по сумме тарифов*
1.0.2.8.N	Накопленная активная энергия отдачи нарастающим итогом по тарифу N*
1.0.3.8.0	Накопленная реактивная энергия потребления нарастающим итогом по сумме тарифов
1.0.3.8.N	Накопленная реактивная энергия потребления нарастающим итогом по тарифу N
1.0.4.8.0	Накопленная реактивная энергия отдачи нарастающим итогом по сумме тарифов
1.0.4.8.N	Накопленная реактивная энергия отдачи нарастающим итогом по тарифу N
1.0.5.8.0	Накопленная реактивная энергия первого квадранта
1.0.5.8.N	Накопленная реактивная энергия первого квадранта по тарифу N
1.0.6.8.0	Накопленная реактивная энергия второго квадранта
1.0.6.8.N	Накопленная реактивная энергия второго квадранта по тарифу N

OBIS-код	Параметр
1.0.7.8.0	Накопленная реактивная энергия третьего квадранта
1.0.7.8.N	Накопленная реактивная энергия третьего квадранта по тарифу N
1.0.8.8.0	Накопленная реактивная энергия четвертого квадранта
1.0.8.8.N	Накопленная реактивная энергия четвертого квадранта по тарифу N
Максимумы мощности за текущий месяц, за 1 предыдущий месяц... за 3 предыдущих месяца	
	месяц в формате ММ_ГГ
1.0.1.6.1.X	Утренний максимум активной мощности потребления за расчетный период
1.0.1.6.2.X	Вечерний максимум активной мощности потребления за расчетный период
1.0.2.6.1.X	Утренний максимум активной мощности отдачи за расчетный период
1.0.2.6.2.X	Вечерний максимум активной мощности отдачи за расчетный период
1.0.3.6.1.X	Утренний максимум реактивной мощности потребления за расчетный период
1.0.3.6.2.X	Вечерний максимум реактивной мощности потребления за расчетный период
1.0.4.6.1.X	Утренний максимум реактивной мощности отдачи за расчетный период
1.0.4.6.2.X	Вечерний максимум реактивной мощности отдачи за расчетный период
X – номер месяца от 0 до 3, 0 – текущий месяц	
Учетная энергия за текущий день	
1.0.1.9.0.30	Накопленная активная энергия потребления за текущий день по сумме тарифов
1.0.1.9.N.30	Накопленная активная энергия потребления за текущий день тарифу N
1.0.2.9.0.30	Накопленная активная энергия отдачи за текущий день по сумме тарифов*
1.0.2.9.N.30	Накопленная активная энергия отдачи за текущий день тарифу N*
1.0.3.9.0.30	Накопленная реактивная энергия потребления за текущий день по сумме тарифов
1.0.3.9.N.30	Накопленная реактивная энергия потребления за текущий день тарифу N
1.0.4.9.0.30	Накопленная реактивная энергия отдачи за текущий день по сумме тарифов
1.0.4.9.N.30	Накопленная реактивная энергия отдачи за текущий день тарифу N
1.0.5.9.0.30	Накопленная реактивная энергия первого квадранта
1.0.5.9.N.30	Накопленная реактивная энергия первого квадранта по тарифу N
1.0.6.9.0.30	Накопленная реактивная энергия второго квадранта
1.0.6.9.N.30	Накопленная реактивная энергия второго квадранта по тарифу N
1.0.7.9.0.30	Накопленная реактивная энергия третьего квадранта
1.0.7.9.N.30	Накопленная реактивная энергия третьего квадранта по тарифу N
1.0.8.9.0.30	Накопленная реактивная энергия четвертого квадранта
1.0.8.9.N.30	Накопленная реактивная энергия четвертого квадранта по тарифу N
Учетная энергия за предыдущий день	
1.0.1.9.0.31	Накопленная активная энергия потребления за предыдущий день по сумме тарифов
1.0.1.9.N.31	Накопленная активная энергия потребления за предыдущий день тарифу N
1.0.2.9.0.31	Накопленная активная энергия отдачи за предыдущий день по сумме тарифов*
1.0.2.9.N.31	Накопленная активная энергия отдачи за предыдущий день тарифу N*
1.0.3.9.0.31	Накопленная реактивная энергия потребления за предыдущий день по сумме тарифов
1.0.3.9.N.31	Накопленная реактивная энергия потребления за предыдущий день тарифу N
1.0.4.9.0.31	Накопленная реактивная энергия отдачи за предыдущий день по сумме тарифов
1.0.4.9.N.31	Накопленная реактивная энергия отдачи за предыдущий день тарифу N
1.0.5.9.0.31	Накопленная реактивная энергия первого квадранта
1.0.5.9.N.31	Накопленная реактивная энергия первого квадранта по тарифу N
1.0.6.9.0.31	Накопленная реактивная энергия второго квадранта
1.0.6.9.N.31	Накопленная реактивная энергия второго квадранта по тарифу N
1.0.7.9.0.31	Накопленная реактивная энергия третьего квадранта
1.0.7.9.N.31	Накопленная реактивная энергия третьего квадранта по тарифу N
1.0.8.9.0.31	Накопленная реактивная энергия четвертого квадранта
1.0.8.9.N.31	Накопленная реактивная энергия четвертого квадранта по тарифу N
Учетная энергия за текущий месяц, за 1 предыдущий месяц... за 11 предыдущий месяц	
	месяц в формате ММ_ГГ
1.0.1.9.0.X	Накопленная активная энергия потребления за месяц X по сумме тарифов
1.0.1.9.N.X	Накопленная активная энергия потребления за месяц X по тарифу N

OBIS-код	Параметр
1.0.2.9.0.X	Накопленная активная энергия отдачи за месяц X по сумме тарифов*
1.0.2.9.N.X	Накопленная активная энергия отдачи за месяц X по тарифу N*
1.0.3.9.0.X	Накопленная реактивная энергия потребления за месяц X по сумме тарифов
1.0.3.9.N.X	Накопленная реактивная энергия потребления за месяц X по тарифу N
1.0.4.9.0.X	Накопленная реактивная энергия отдачи за месяц X по сумме тарифов
1.0.4.9.N.X	Накопленная реактивная энергия отдачи за месяц X по тарифу N
1.0.5.9.0.X	Накопленная реактивная энергия первого квадранта
1.0.5.9.N.X	Накопленная реактивная энергия первого квадранта по тарифу N
1.0.6.9.0.X	Накопленная реактивная энергия второго квадранта
1.0.6.9.N.X	Накопленная реактивная энергия второго квадранта по тарифу N
1.0.7.9.0.X	Накопленная реактивная энергия третьего квадранта
1.0.7.9.N.X	Накопленная реактивная энергия третьего квадранта по тарифу N
1.0.8.9.0.X	Накопленная реактивная энергия четвертого квадранта
1.0.8.9.N.X	Накопленная реактивная энергия четвертого квадранта по тарифу N
X – номер месяца от 0 до 12, 0 – текущий месяц	
Учетная энергия за текущий год	
1.0.1.9.0.90	Накопленная активная энергия потребления за текущий год по сумме тарифов
1.0.1.9.N.90	Накопленная активная энергия потребления за текущий год тарифу N
1.0.2.9.0.90	Накопленная активная энергия отдачи за текущий год по сумме тарифов*
1.0.2.9.N.90	Накопленная активная энергия отдачи за текущий год тарифу N*
1.0.3.9.0.90	Накопленная реактивная энергия потребления за текущий год по сумме тарифов
1.0.3.9.N.90	Накопленная реактивная энергия потребления за текущий год тарифу N
1.0.4.9.0.90	Накопленная реактивная энергия отдачи за текущий год по сумме тарифов
1.0.4.9.N.90	Накопленная реактивная энергия отдачи за текущий год тарифу N
1.0.5.9.0.90	Накопленная реактивная энергия первого квадранта
1.0.5.9.N.90	Накопленная реактивная энергия первого квадранта по тарифу N
1.0.6.9.0.90	Накопленная реактивная энергия второго квадранта
1.0.6.9.N.90	Накопленная реактивная энергия второго квадранта по тарифу N
1.0.7.9.0.90	Накопленная реактивная энергия третьего квадранта
1.0.7.9.N.90	Накопленная реактивная энергия третьего квадранта по тарифу N
1.0.8.9.0.90	Накопленная реактивная энергия четвертого квадранта
1.0.8.9.N.90	Накопленная реактивная энергия четвертого квадранта по тарифу N
Учетная энергия за предыдущий год	
1.0.1.9.0.91	Накопленная активная энергия потребления за предыдущий год по сумме тарифов
1.0.1.9.N.91	Накопленная активная энергия потребления за предыдущий год тарифу N
1.0.2.9.0.91	Накопленная активная энергия отдачи за предыдущий год по сумме тарифов*
1.0.2.9.N.91	Накопленная активная энергия отдачи за предыдущий год тарифу N*
1.0.3.9.0.91	Накопленная реактивная энергия потребления за предыдущий год по сумме тарифов
1.0.3.9.N.91	Накопленная реактивная энергия потребления за предыдущий год тарифу N
1.0.4.9.0.91	Накопленная реактивная энергия отдачи за предыдущий год по сумме тарифов
1.0.4.9.N.91	Накопленная реактивная энергия отдачи за предыдущий год тарифу N
1.0.5.9.0.91	Накопленная реактивная энергия первого квадранта
1.0.5.9.N.91	Накопленная реактивная энергия первого квадранта по тарифу N
1.0.6.9.0.91	Накопленная реактивная энергия второго квадранта
1.0.6.9.N.91	Накопленная реактивная энергия второго квадранта по тарифу N
1.0.7.9.0.91	Накопленная реактивная энергия третьего квадранта
1.0.7.9.N.91	Накопленная реактивная энергия третьего квадранта по тарифу N
1.0.8.9.0.91	Накопленная реактивная энергия четвертого квадранта
1.0.8.9.N.91	Накопленная реактивная энергия четвертого квадранта по тарифу N
Лимит мощности	
1.0.1.35.0	Пороговая величина активной мощности для ограничения режима потребления
Лимит энергии	
1.0.1.35.N	Пороговая величина активной энергии по тарифу N для ограничения режима потребления
* Отображается только для счетчиков с двунаправленным учетом электроэнергии	

Таблица 4.3 – Список вспомогательных параметров по группам

OBIS-код	Параметр
Активная мощность	
1.0.1.7.0	Активная мощность по сумме фаз
1.0.21.7.0	Активная мощность по фазе А (для трехфазных счетчиков)
1.0.41.7.0	Активная мощность по фазе В (для трехфазных счетчиков)
1.0.61.7.0	Активная мощность по фазе С (для трехфазных счетчиков)
Реактивная мощность	
1.0.3.7.0	Реактивная мощность по сумме фаз
1.0.23.7.0	Реактивная мощность по фазе А (для трехфазных счетчиков)
1.0.43.7.0	Реактивная мощность по фазе В (для трехфазных счетчиков)
1.0.63.7.0	Реактивная мощность по фазе С (для трехфазных счетчиков)
Полная мощность	
1.0.9.7.0	Полная мощность по сумме фаз
1.0.29.7.0	Полная мощность по фазе А (для трехфазных счетчиков)
1.0.49.7.0	Полная мощность по фазе В (для трехфазных счетчиков)
1.0.69.7.0	Полная мощность по фазе С (для трехфазных счетчиков)
Напряжение сети	
1.0.12.7.0	Напряжение сети для однофазных счетчиков
1.0.32.7.0	Напряжение сети по фазе А (для трехфазных счетчиков)
1.0.12.7.1	Межфазное напряжение АВ (для трехфазных счетчиков)
1.0.52.7.0	Напряжение по фазе В (для трехфазных счетчиков)
1.0.12.7.2	Межфазное напряжение ВС (для трехфазных счетчиков)
1.0.72.7.0	Напряжение по фазе С (для трехфазных счетчиков)
1.0.12.7.3	Межфазное напряжение АС (для трехфазных счетчиков)
Угол между фазными напряжениями (для трехфазных счетчиков)	
1.0.81.7.1	Угол между фазами А и В
1.0.81.7.2	Угол между фазами В и С
1.0.81.7.12	Угол между фазами А и С
Ток нагрузки	
1.0.11.7.0	Ток (для однофазных счетчиков)
1.0.31.7.0	Ток фазы А (для трехфазных счетчиков)
1.0.51.7.0	Ток фазы В (для трехфазных счетчиков)
1.0.71.7.0	Ток фазы С (для трехфазных счетчиков)
1.0.91.7.0	Ток нейтрали (для однофазных счетчиков)
1.0.91.7.131	Дифференциальный ток (величина небаланса токов фазы и нейтрали)
Коэффициент мощности	
1.0.13.7.0	Коэффициент мощности (для однофазных счетчиков) или коэффициент мощности по сумме фаз (для трехфазных)
1.0.33.7.0	Коэффициент мощности по фазе А (для трехфазных счетчиков)
1.0.53.7.0	Коэффициент мощности по фазе В (для трехфазных счетчиков)
1.0.73.7.0	Коэффициент мощности по фазе С (для трехфазных счетчиков)
Частота сети	
1.0.14.7.0	Частота сети
Коэффициент искажения фазных напряжений	
1.0.12.7.124	Коэффициент искажения напряжения для однофазных счетчиков
1.0.32.7.124	Коэффициент искажения напряжения фазы А (для трехфазных счетчиков)
1.0.52.7.124	Коэффициент искажения напряжения фазы В (для трехфазных счетчиков)
1.0.72.7.124	Коэффициент искажения напряжения фазы С (для трехфазных счетчиков)
Время	
0.0.0.9.1	Время ЧЧ-ММ-СС
Дата	
0.0.0.9.2	Дата ДД_ММ_ГГГГ
Модем PLC	
0.0.96.99.0	Идентификатор модема
Температура внутри корпуса	
0.0.96.9.0	Температура внутри корпуса счетчика

OBIS-код	Параметр
Журналы событий	
0.0.96.20.1	Метка последнего вскрытия корпуса
0.0.96.20.6	Метка последнего вскрытия крышки клеммной колодки
0.0.96.2.1	Дата и время последнего изменения конфигурации
0.0.96.80.1	Дата и время последнего события самодиагностики
0.0.96.20.16	Дата и время последнего электромагнитного воздействия
0.0.96.83.1	Дата и время последнего выхода напряжения за минимальное ПДЗ по фазе А
0.0.96.83.2	Дата и время последнего выхода напряжения за минимальное НДЗ по фазе А
0.0.96.83.3	Дата и время последнего выхода напряжения за максимальное НДЗ по фазе А
0.0.96.83.4	Дата и время последнего выхода напряжения за максимальное ПДЗ по фазе А
0.0.96.84.1	Дата и время последнего выхода напряжения за минимальное ПДЗ по фазе В (для трехфазных счетчиков)
0.0.96.84.2	Дата и время последнего выхода напряжения за минимальное НДЗ по фазе В (для трехфазных счетчиков)
0.0.96.84.3	Дата и время последнего выхода напряжения за максимальное НДЗ по фазе В (для трехфазных счетчиков)
0.0.96.84.4	Дата и время последнего выхода напряжения за максимальное ПДЗ по фазе В (для трехфазных счетчиков)
0.0.96.85.1	Дата и время последнего выхода напряжения за минимальное ПДЗ по фазе С (для трехфазных счетчиков)
0.0.96.85.2	Дата и время последнего выхода напряжения за минимальное НДЗ по фазе С (для трехфазных счетчиков)
0.0.96.85.3	Дата и время последнего выхода напряжения за максимальное НДЗ по фазе С (для трехфазных счетчиков)
0.0.96.85.4	Дата и время последнего выхода напряжения за максимальное ПДЗ по фазе С (для трехфазных счетчиков)
0.0.96.86.1	Дата и время последнего выхода частоты сети за минимальное ПДЗ
0.0.96.86.2	Дата и время последнего выхода частоты сети за минимальное НДЗ
0.0.96.86.3	Дата и время последнего выхода частоты сети за максимальное НДЗ
0.0.96.86.4	Дата и время последнего выхода частоты сети за максимальное ПДЗ
0.0.96.87.1	Дата и время последнего события провалов, прерываний, перенапряжений по фазе А
0.0.96.87.2	Дата и время последнего события провалов, прерываний, перенапряжений по фазе В (для трехфазных счетчиков)
0.0.96.87.3	Дата и время последнего события провалов, прерываний, перенапряжений по фазе С (для трехфазных счетчиков)

Для индикации значений параметров все параметры разделены на основные и вспомогательные и собраны по группам. К основным параметрам относятся показания электроэнергии нарастающим итогом и за определенные периоды. К вспомогательным параметрам относятся мгновенные текущие значения параметров (мощности, токи, напряжения и т. п.), а также диагностические параметры.

В счетчиках «Меркурий 204» и «Меркурий 234» используется два режима индикации:

- режим автоматической смены информации по циклу (циклической индикации);
- ручной режим смены информации с помощью кнопок, расположенных на лицевой панели.

Верхняя кнопка счетчика «Меркурий 204» соответствует левой кнопке «Меркурий 234», нижняя кнопка «Меркурий 204» соответствует правой кнопке «Меркурий 234».

Режимы индикации и переходы между ними приведены на рисунке 4.7. На рисунке показаны кнопки счетчика «Меркурий 234», для «Меркурий 204», поведение кнопок аналогично.

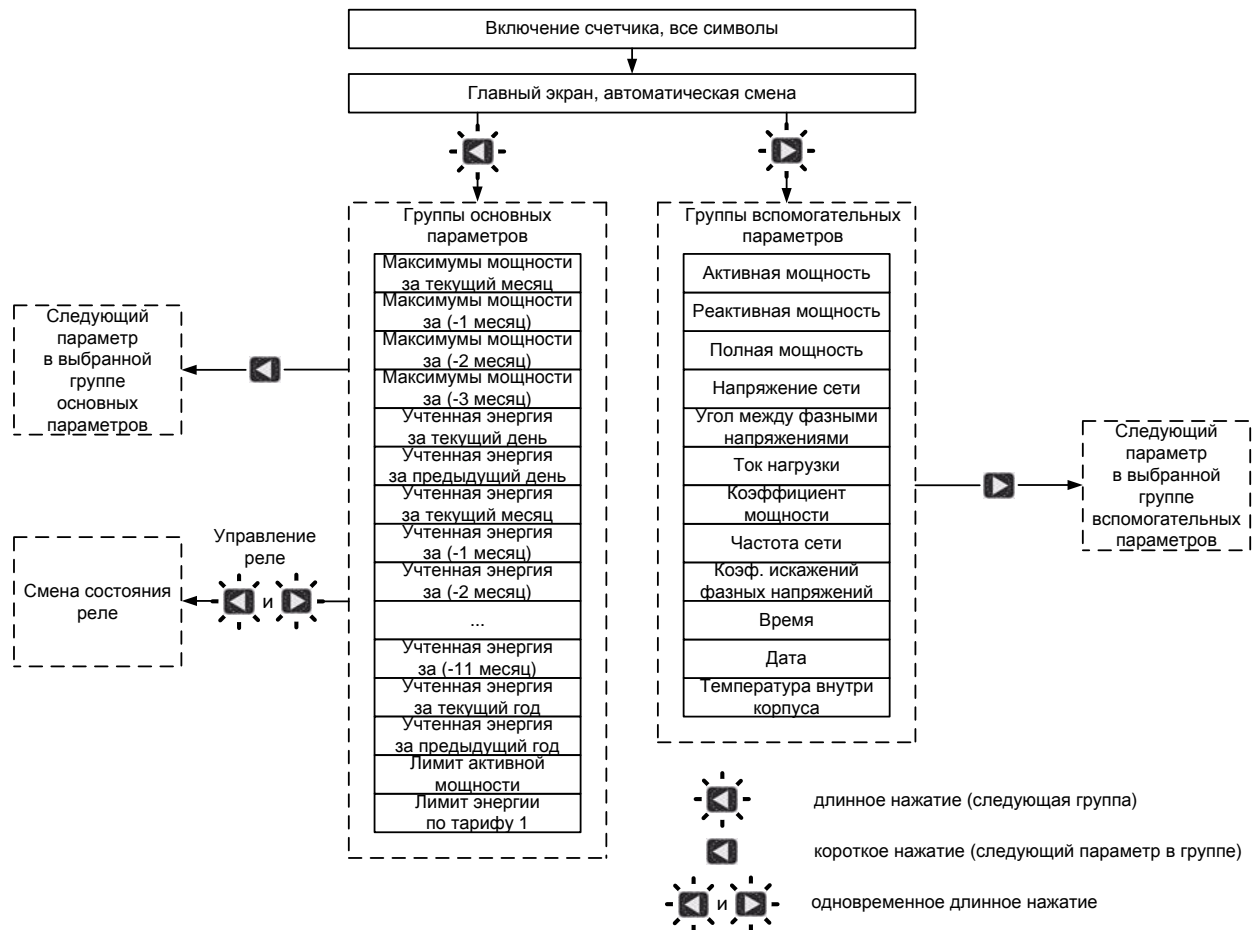


Рисунок 4.7 – Режимы индикации и переходы между ними

В автоматическом режиме на ЖКИ последовательно выводится информация группы «главный экран». Состав параметров, которые выводятся в автоматическом режиме, зависит от настройки параметров индикации счетчика. Настройку можно выполнить с помощью ПО «Конфигуратор СПОДЭС» (при работе по протоколу СПОДЭС/DLMS) или «Универсальный конфигуратор» (при работе по протоколу «Меркурий»).

Полный перечень параметров автоматической индикации:

- параметры, приведенные в разделе «Учетная энергия нарастающим итогом» таблицы 4.2.
- параметры, приведенные в таблице 4.3.

Для перехода к группам параметров используется длительное (более трех секунд) нажатие кнопок, для выбора параметра в группе – короткое нажатие.

Пример перехода к ручному режиму и выбора группы основных параметров «Учетная энергия за текущий день»: длительное нажатие левой кнопки пять раз до появления символа «ДЕНЬ», выбор показания по требуемому тарифу – короткие нажатия левой кнопки.

Пример перехода к отображению напряжения по фазе А и выбора группы дополнительных параметров «Напряжение»: длительное нажатие правой кнопки три раза до появления символа «В», выбор фазных напряжений – короткие нажатия правой кнопки.

Индикация основных параметров (учетной активной и реактивной энергии по каждому тарифу и суммы по всем тарифам) производится с указанием номера тарифа, с дискретностью 0,01 кВт·ч или квар·ч (два знака после запятой).

Счетчики, запрограммированные в однотарифный режим, обеспечивают вывод на ЖКИ значения потребляемой электроэнергии только по одному тарифу.

Пример отображения на ЖКИ учетной активной энергии по первому тарифу приведен на рисунке 4.8.

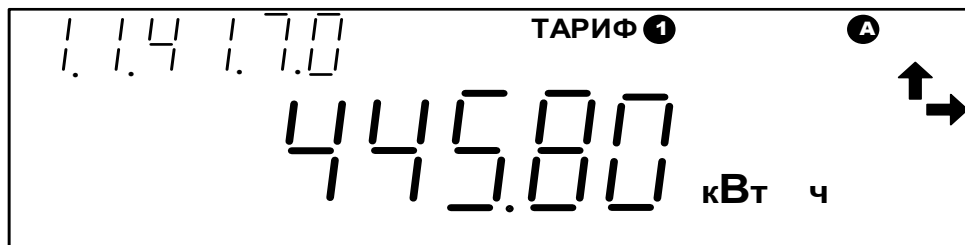


Рисунок 4.8 – Отображение накопленной энергии

Пример отображения на ЖКИ текущего времени приведен на рисунке 4.9.

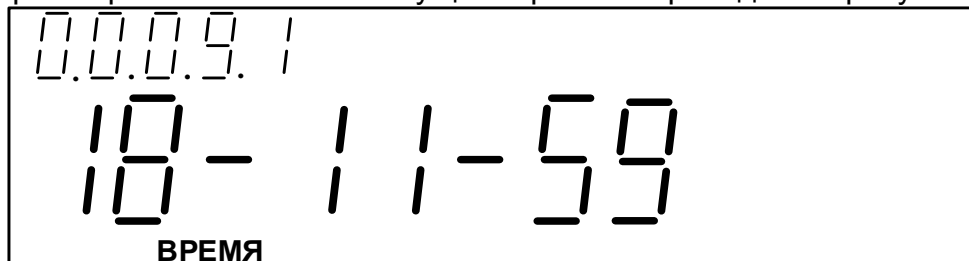


Рисунок 4.9 – Отображение текущего времени

Пример отображения на ЖКИ значения напряжения по фазе А приведен на рисунке 4.10.

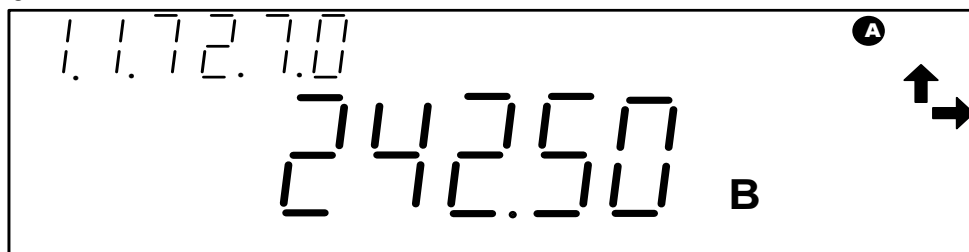


Рисунок 4.10 – Отображение значения напряжения по фазе А

4.4.2 Использование счетчиков с выносным дисплеем

При работе счетчиков с выносным дисплеем «Меркурий 258» следует ознакомиться с паспортом на выносной дисплей, содержащим указания по использованию дисплея.

При поставке выносного дисплея в комплекте со счетчиком настройка их совместной работы не требуется. В случае замены выносного дисплея или счетчика на месте эксплуатации требуется процедура сопряжения счетчика и выносного дисплея, описанная в паспорте на выносной дисплей.

4.4.3 Использование в составе системы учета

Для работы счетчика в составе автоматизированной системы учета необходимо провести конфигурирование параметров счетчика по любому из интерфейсов с помощью ПО **Конфигуратор СПОДЭС** (при работе по протоколу «СПОДЭС») или **Универсальный конфигуратор** (при работе по протоколу «Меркурий»). ПО доступно на сайте предприятия-изготовителя <https://www.incotexcom.ru/support/soft/service>. Перечень и значения конфигурируемых параметров определяются эксплуатирующей организацией.

Для уменьшения затрат времени при пусконаладочных работах на объекте эксплуатации, рекомендуется проводить конфигурирование счетчика в условиях эксплуатирующей организации.

4.4.4 Контроль работоспособности

Признаком работоспособности счетчика является наличие индикации на ЖКИ счетчиков «Меркурий 204», «Меркурий 234», наличие связи между счетчиками и

выносными дисплеями, наличие свечения индикаторов активной энергии, наличие связи по интерфейсам обмена данными.

При наличии на ЖКИ счетчиков или выносного дисплея символов несанкционированного доступа и/или сообщений о событиях самодиагностики необходимо обратиться в эксплуатирующую организацию.

Счетчики фиксируют, в том числе, следующие неисправности по результатам самодиагностики:

- неисправность измерительного блока, включая неверные контрольные суммы метрологических коэффициентов;
- неисправность вычислительного блока, включая неверные контрольные суммы результатов вычислений;
- неисправность таймера, включая функционирование часов реального времени и неверные контрольные суммы конфигурационных параметров времени;
- неисправность блока питания;
- неисправность блока памяти с определением неисправной аппаратной части и поврежденного блока данных.

Перечень кодов событий самодиагностики приведен в приложении В.

5 Поверка

Счетчик подлежит государственному метрологическому контролю и надзору.

Поверка счетчика осуществляется органами Государственной метрологической службы или аккредитованными метрологическими службами юридических лиц.

Поверка счетчика производится в соответствии с методикой поверки РЭ1 26.51.63.130-061-89558048-2018 с изменением № 1.

Счетчик при выпуске из производства подвергается первичной поверке.

В процессе эксплуатации счетчик подвергается периодической и внеочередной поверке.

Межповерочный интервал – 16 лет.

Межповерочный интервал на территории Республики Казахстан – 8 лет.

Межповерочный интервал на территории Республики Беларусь – 4 года.

Межповерочный интервал на территории Республики Узбекистан – 4 года.

Результаты периодических и внеочередных поверок заносятся в формуляр.

После ремонта счетчик подлежит обязательной поверке.

6 Техническое обслуживание

Счетчики предназначены для непрерывной круглосуточной эксплуатации без обязательного присутствия обслуживающего персонала.

К работам по техническому обслуживанию счетчика допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III для электроустановок до 1000 В.

Перечень работ по техническому обслуживанию и периодичность технического обслуживания приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Работы по техническому обслуживанию

Перечень работ по техническому обслуживанию	Периодичность
Удаление пыли с корпуса и лицевой панели счетчика	*
Проверка надежности подключения силовых и интерфейсных цепей счетчика	*
Проверка исправности батареи резервного питания и отсутствия ошибок работы счетчика	1 раз в 6 лет
* В соответствии с графиком планово-предупредительных работ эксплуатирующей организации	

Удаление пыли с поверхности счетчика производится чистой, мягкой обтирочной ветошью.

Для проверки надежности подключения силовых и интерфейсных цепей счетчика необходимо:

- обесточить счетчик;
- снять пломбу крышки клеммной колодки и снять крышку;
- удалить пыль с клеммной колодки;
- подтянуть винты клеммной колодки;
- установить крышку клеммной колодки, зафиксировать защелками и / или винтами и опломбировать;
- сделать отметку в формуляре счетчика.



ВНИМАНИЕ: ЗАПРЕЩАЕТСЯ ПРОВОДИТЬ РАБОТЫ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ СЧЕТЧИКА, НАХОДЯЩЕГОСЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ.

В случае разряда встроенной батареи питания часов реального времени, на объекте эксплуатации в счетчиках «Меркурий 204», «Меркурий 234» может быть установлена дополнительная батарея питания, которая устанавливается внутри корпуса отдельно и независимо от основной встроенной батареи.

Для установки дополнительной батареи необходимо произвести следующие действия:

- обесточить счетчик;
- удалить пломбу предприятия-изготовителя, вскрыть прозрачную верхнюю крышку счетчика;
- удалить защитную пластину батарейного отсека;
- установить батарею питания в держатель, соблюдая полярность;
- закрыть крышку счетчика;
- опломбировать прозрачную верхнюю крышку пломбой электросетевой или энергосбытовой компании;
- сделать соответствующую запись в формуляре счетчика в разделе «Особые отметки».



ВНИМАНИЕ: ЗАПРЕЩАЕТСЯ ПРОИЗВОДИТЬ УСТАНОВКУ БАТАРЕИ В СЧЕТЧИК, НАХОДЯЩИЙСЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ.

Дополнительные батареи возможно приобрести на предприятии-изготовителе или в специализированных магазинах. Требуемые технические характеристики батареи:

- типоразмер батареи 1/2AA (14250)
- номинальное напряжение 3.6 В;
- электрохимическая система LiSOCl₂.

Рекомендуемые типы и производители батарей: SB-AA02 (ТЕKCELL), ER14250 (EEMB), LS14250 (SAFT), TL-4902 (TADIRAN).



ВНИМАНИЕ: ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БАТАРЕЙ ПИТАНИЯ С НОМИНАЛЬНЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ 3.0 В НЕ ДОПУСКАЕТСЯ.

7 Текущий ремонт

Текущий ремонт счетчика осуществляется предприятием-изготовителем или юридическими и физическими лицами, имеющими лицензию на проведение ремонта счетчика.

После проведения ремонта счетчик подлежит поверке.

8 Транспортирование и хранение

8.1 Транспортирование

Условия транспортирования счетчиков в транспортной таре предприятия-изготовителя должны соответствовать ГОСТ 31819.11, ГОСТ 22261 группа 4 с дополнениями:

- температура окружающего воздуха от минус 50 до плюс 70 °С;
- относительная влажность воздуха до 95 % при температуре 30 °С.

Вид отправок – мелкий малотоннажный.

Счетчики должны транспортироваться в крытых железнодорожных вагонах, перевозиться автомобильным транспортом с защитой от дождя и снега, водным транспортом, а также транспортироваться в герметизированных отапливаемых отсеках самолетов в соответствии с документами:

- «Правила перевозок грузов автомобильным транспортом»;
- «Правила перевозок грузов»;
- «Технические условия погрузки и крепления грузов»;
- «Руководство по грузовым перевозкам на воздушных линиях».

При погрузочно-разгрузочных работах и транспортировании должны соблюдаться требования манипуляционных знаков на упаковке счетчика.

8.2 Хранение

Счетчик должен храниться в упаковке в складских помещениях потребителя (поставщика), условия хранения должны соответствовать ГОСТ 31819.11, ГОСТ 22261 группа 4 с дополнениями:

- температура окружающего воздуха от минус 50 до плюс 70 °С;
- относительная влажность воздуха до 95 % при температуре 30 °С.

В местах хранения счетчика воздух не должен содержать токопроводящей пыли и примесей, вызывающих коррозию металлов и разрушающих изоляцию.

9 Правила и условия реализации и утилизации

Реализация счетчика осуществляется через розничные и оптовые дилерские сети торговых партнеров, заключивших с изготовителем договор о реализации продукции.

При реализации счетчика должны соблюдаться правила обращения на рынке, установленные статьей 3 ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования», требования к реализации товаров потребителям, установленные в Законе РФ от 07.02.1992 № 2300-1 «О защите прав потребителей».

Утилизации подлежит счетчик, выработавший ресурс и непригодный для дальнейшей эксплуатации (сгоревший, разбитый, значительно увлажненный и т. п.).

После передачи на утилизацию и разборки счетчика, детали конструкции, годные для дальнейшего употребления, не содержащие следов коррозии и механических воздействий, допускается использовать в качестве запасных частей.

Свинцовые пломбы и литиевые батареи подлежат сдаче в соответствующие пункты приема.

Остальные компоненты счетчика являются неопасными отходами класса V, не содержат веществ и компонентов, вредно влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особых мер по защите при утилизации не требуется.

Счетчик не содержит драгметаллов.

Детали корпуса счетчика сделаны из ABS-пластика и поликарбоната и допускают вторичную переработку.

Электронные компоненты, извлеченные из счетчика, дальнейшему использованию не подлежат.

Приложение А

(Справочное)

Габаритные чертежи счетчиков

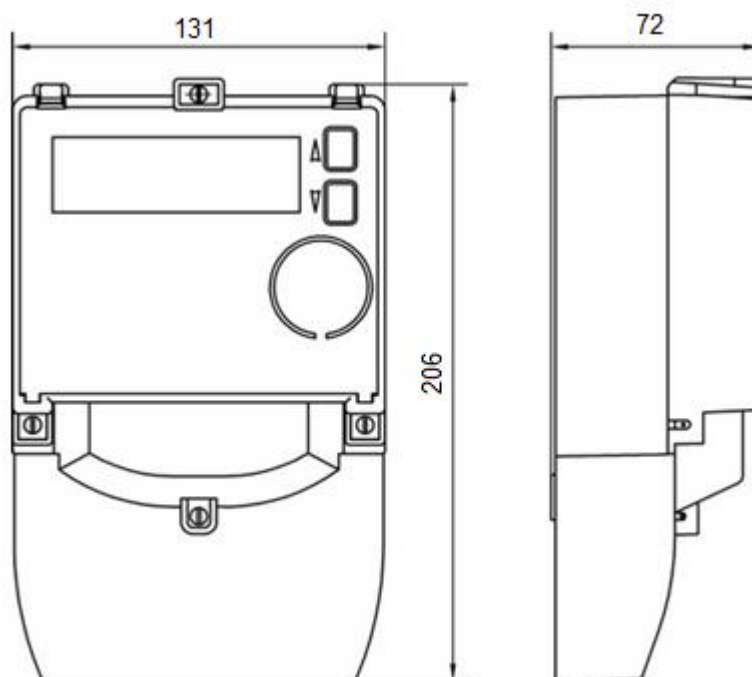


Рисунок А.1 – Габаритный чертеж счетчика «Меркурий 204»

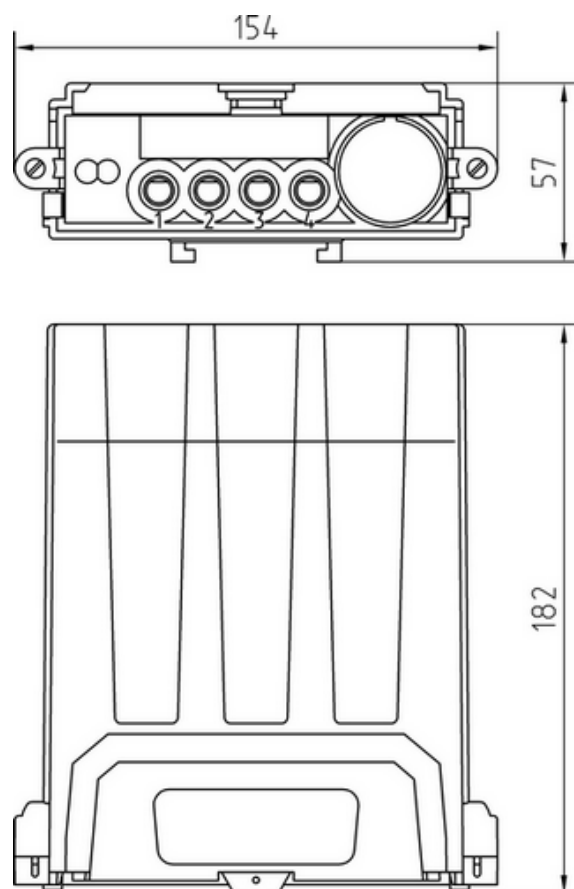


Рисунок А.2 – Габаритный чертеж счетчика «Меркурий 208»

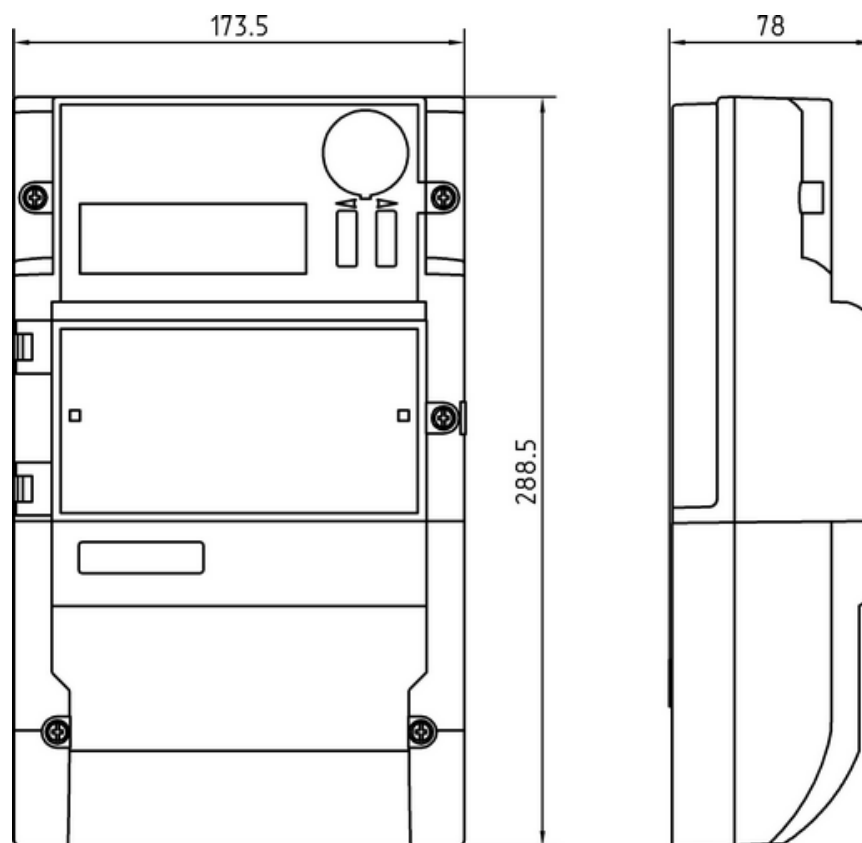


Рисунок А.3 – Габаритный чертеж счетчика «Меркурий 234», модификации с символом «М»

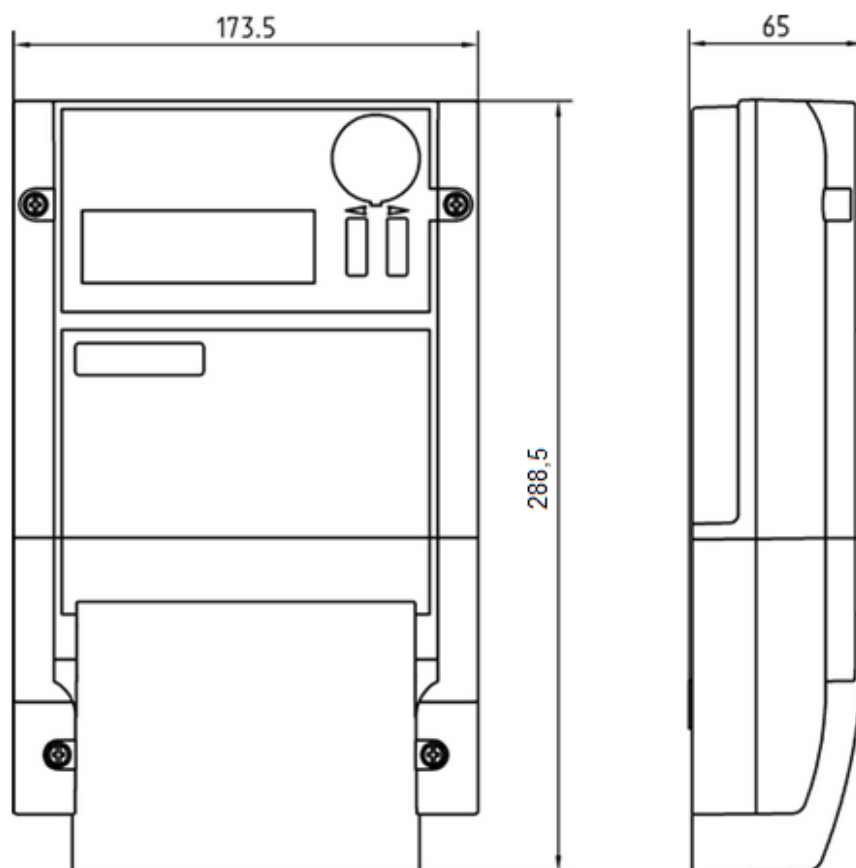


Рисунок А.4 – Габаритный чертеж счетчика «Меркурий 234», модификации без символа «М»

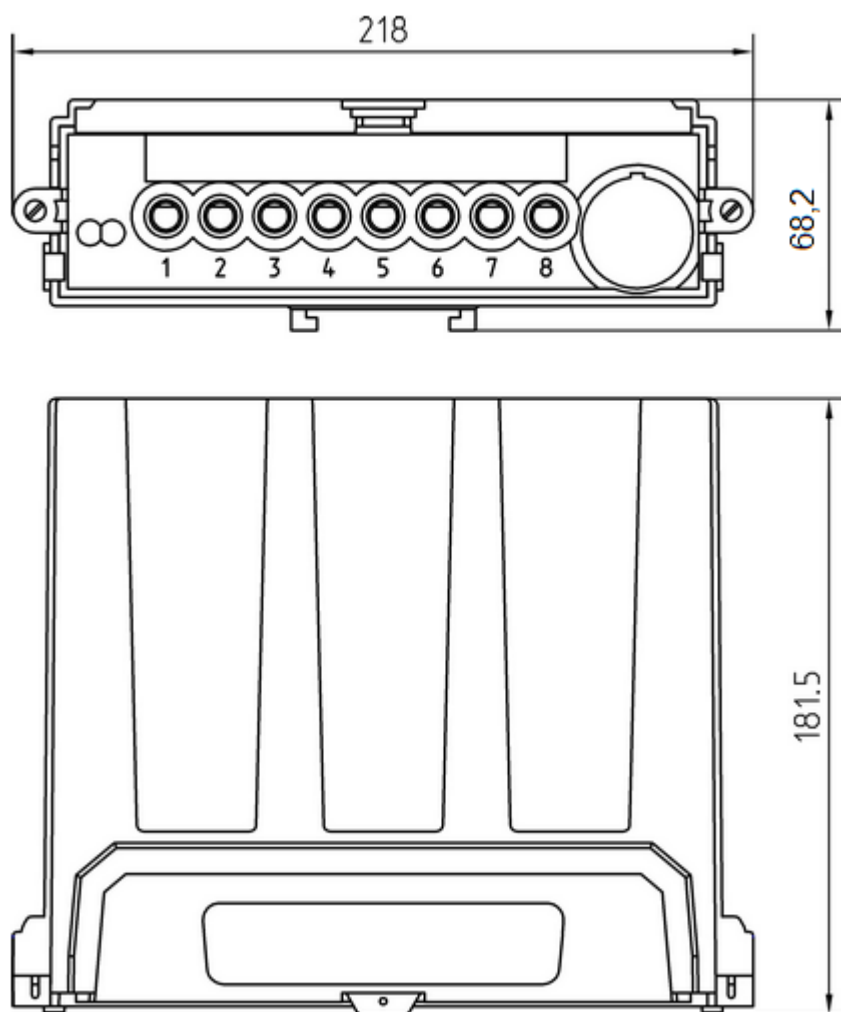


Рисунок А.5 – Габаритный чертеж счетчика «Меркурий 238»

Приложение Б

(Обязательное)

Схемы подключения счетчиков

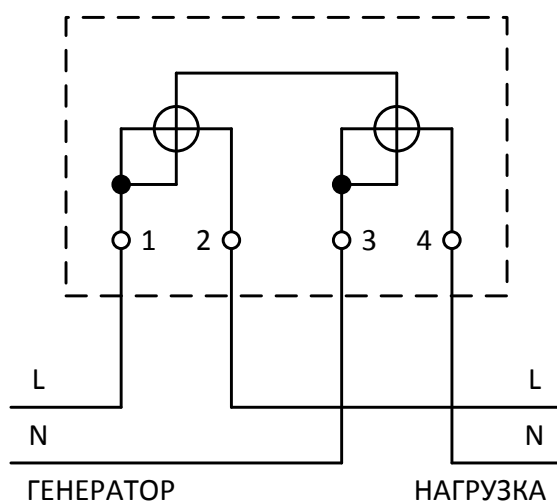


Рисунок Б.1 – Схема подключения счетчиков «Меркурий 204», «Меркурий 208», прямое включение

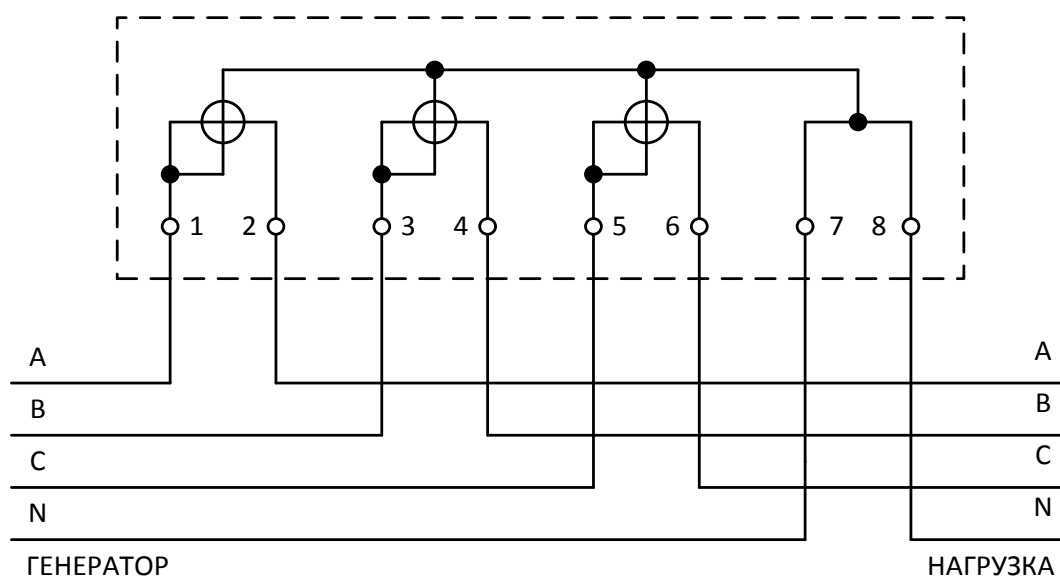
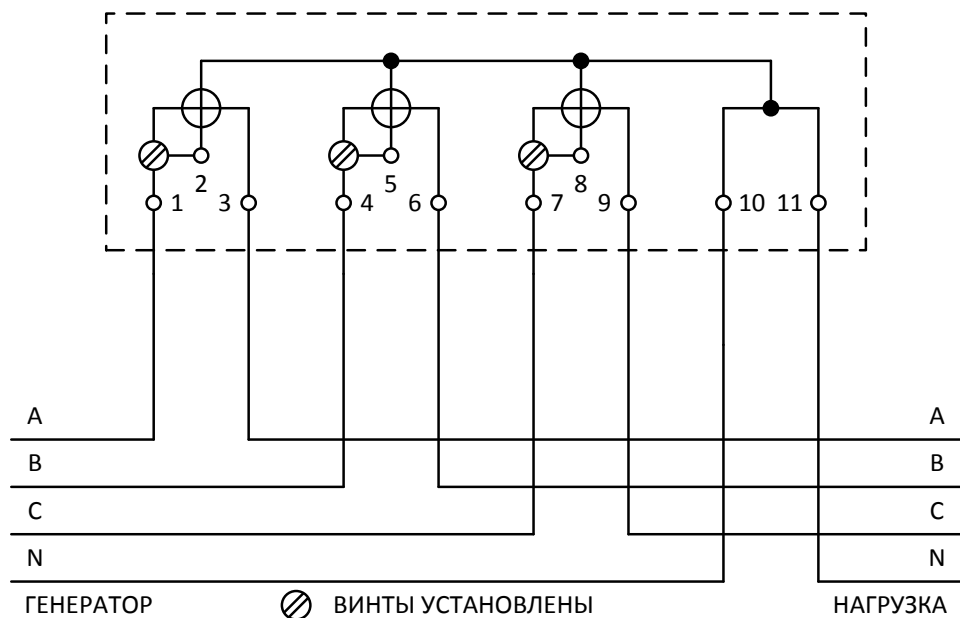
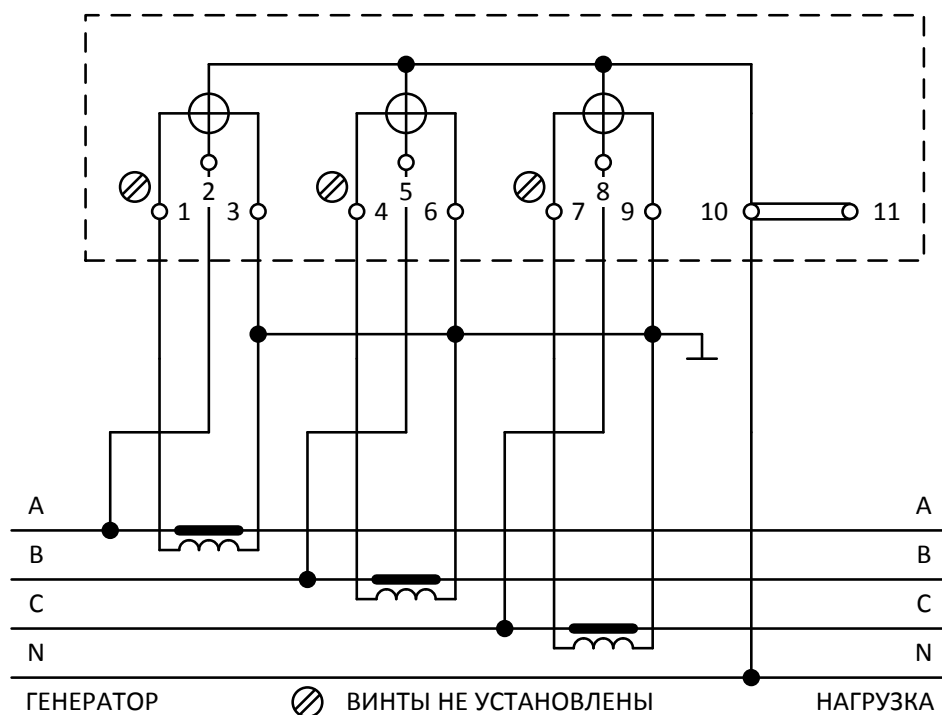


Рисунок Б.2 – Схема подключения счетчика «Меркурий 238», прямое включение



**Рисунок Б.3 – Схема подключения счетчика «Меркурий 234»,
прямое включение**



**Рисунок Б.4 – Схема подключения счетчика «Меркурий 234»,
включение через три трансформатора тока**

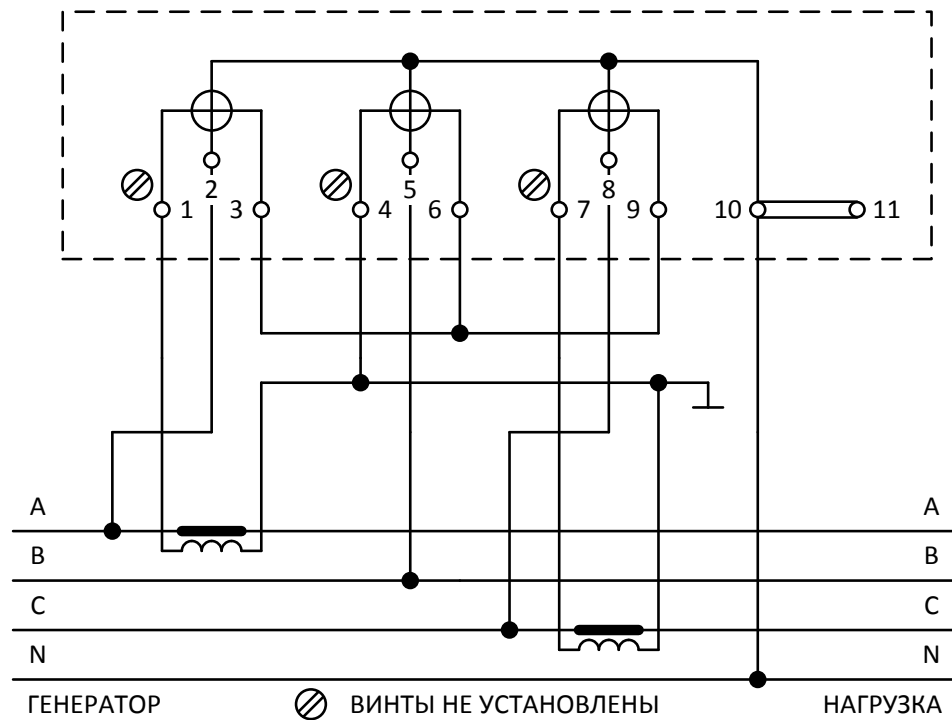


Рисунок Б.5 – Схема подключения счетчика «Меркурий 234», включение через два трансформатора тока

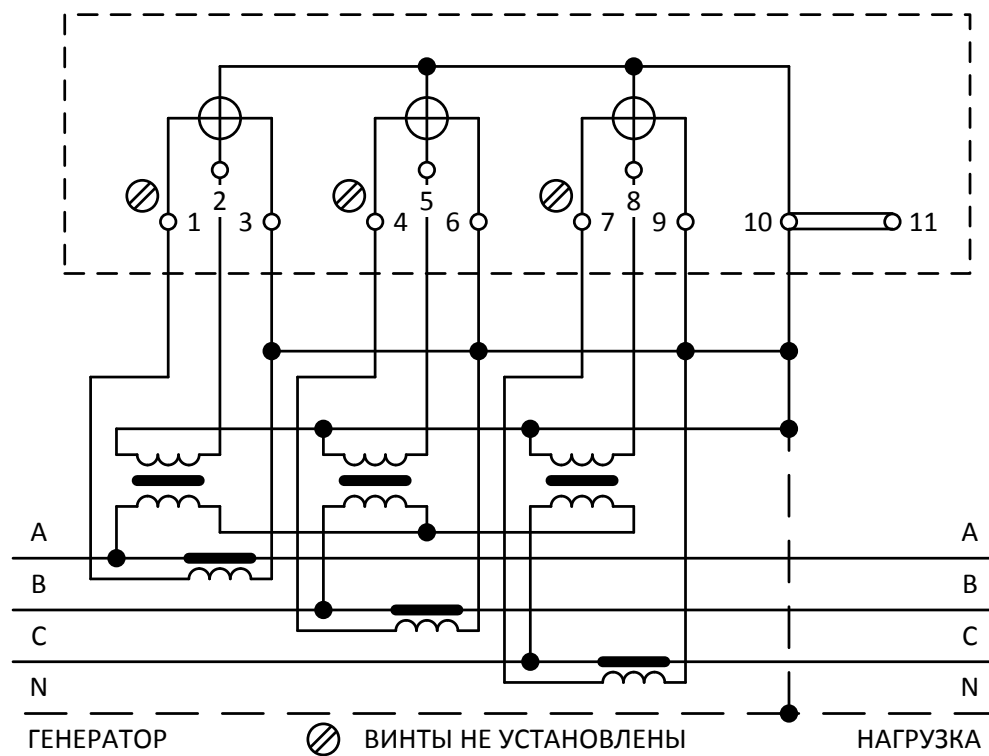


Рисунок Б.6 – Схема подключения счетчика «Меркурий 234», включение через три трансформатора напряжения и три трансформатора тока

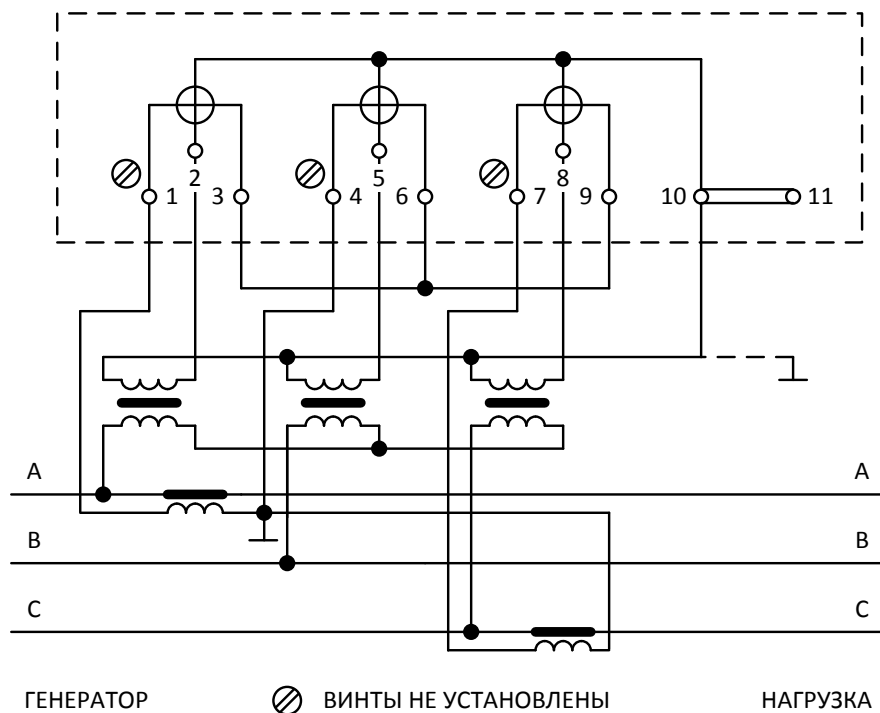


Рисунок Б.7 – Схема подключения счетчика «Меркурий 234», включение через три трансформатора напряжения и два трансформатора тока

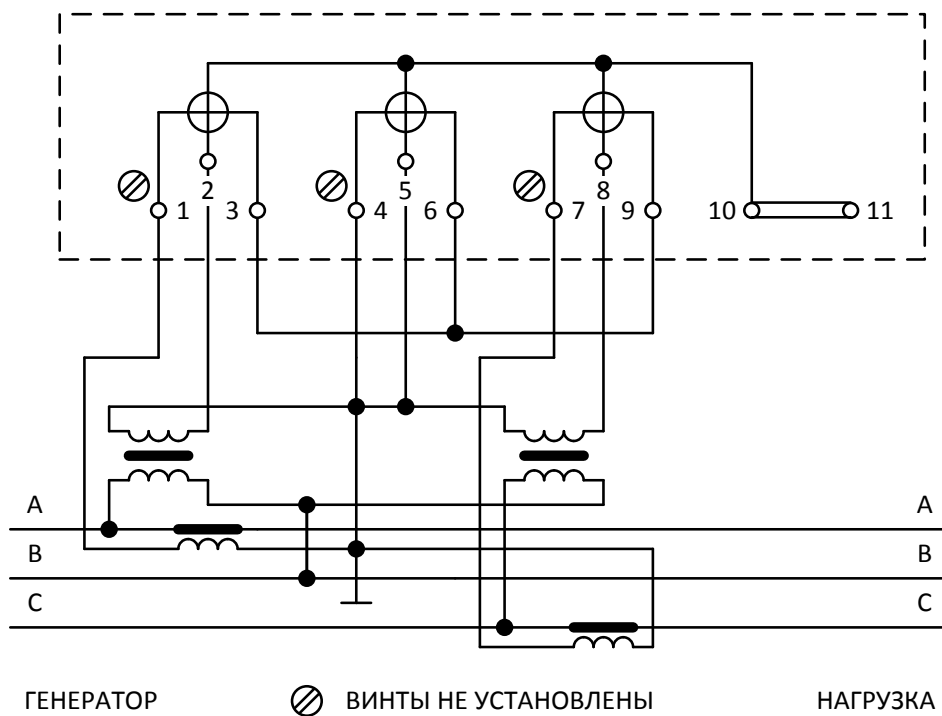


Рисунок Б.8 – Схема подключения счетчика «Меркурий 234», включение через два трансформатора напряжения и два трансформатора тока

Примечание – Схема подключения трехфазного счетчика с подключением только одного проводника цепи нейтрали (см. рисунок Б.9) допускается, но не рекомендуется к использованию, т. к. при обрыве проводника к счетчику потребитель останется под нагрузкой, а счетчик лишится нейтрали, что может привести к недостоверному учету электроэнергии и обесточиванию модуля связи.

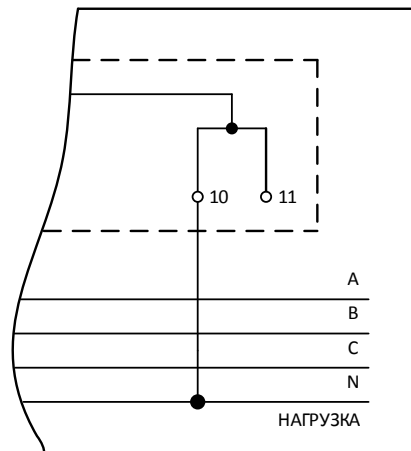


Рисунок Б.9 – Схема с подключением только одного проводника нейтрали

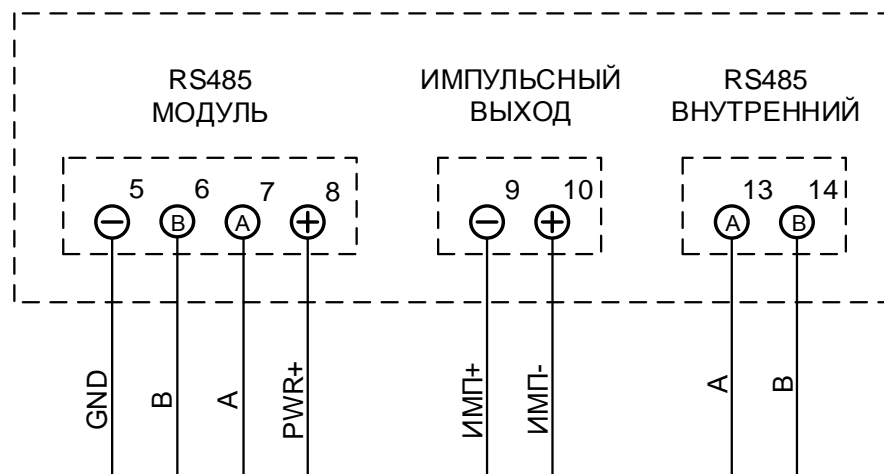


Рисунок Б.10 – Схема подключения интерфейсов и вспомогательных цепей счетчика «Меркурий 204»

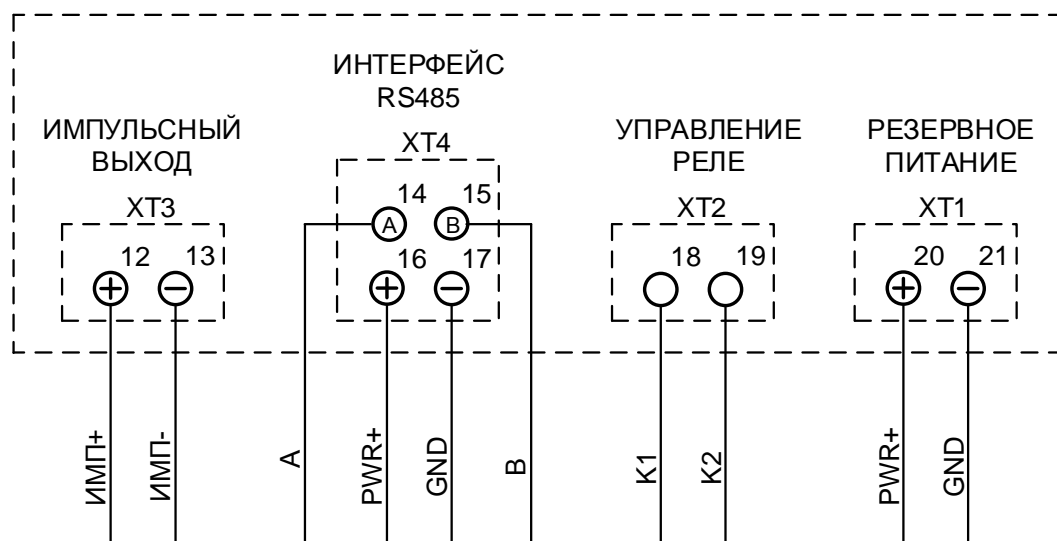


Рисунок Б.11 – Схема подключения интерфейсов и вспомогательных цепей счетчика «Меркурий 234»

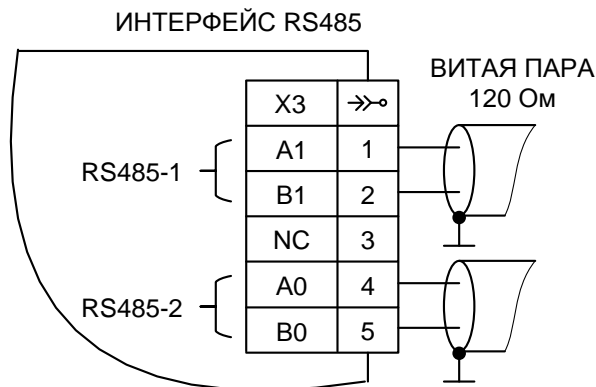


Рисунок Б.12 – Схема подключения интерфейсов RS485 счетчика «Меркурий 234» с функциями телемеханики

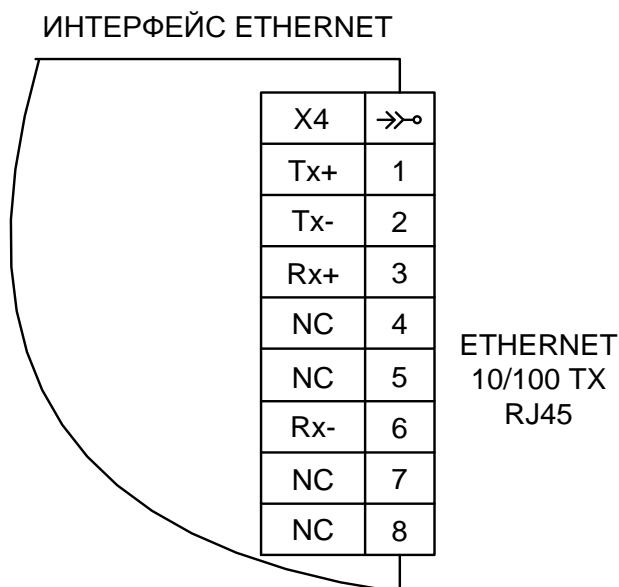


Рисунок Б.13 – Схема подключения интерфейса Ethernet счетчика «Меркурий 234» с функциями телемеханики

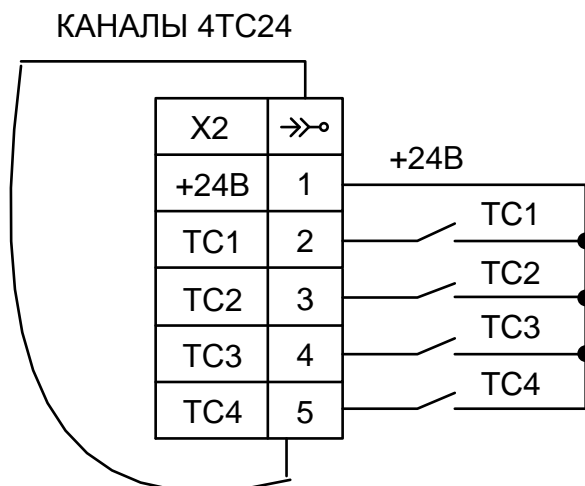


Рисунок Б.14 – Схема подключения дискретных входов счетчика «Меркурий 234» с функциями телемеханики

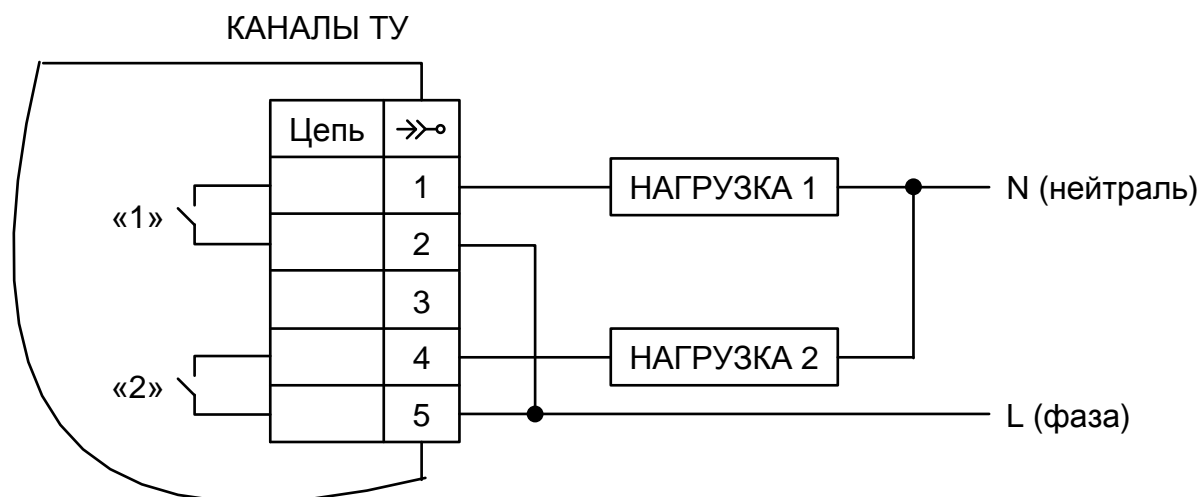


Рисунок Б.15 – Схема подключения дискретных выходов счетчика «Меркурий 234» с функциями телемеханики

Приложение В

(Рекомендуемое)

Рекомендации по действиям при возникновении ошибок самодиагностики в счетчиках

Код ошибки	Описание	Рекомендации
Е-01	Напряжение основной батареи менее 2,2 В	Заменить батарею
Е-02	Нарушено функционирование памяти №2	Уточнить наличие сопутствующих кодов ошибок
Е-03	Нарушено функционирование UART	Отправить счетчик на предприятие-изготовитель
Е-04	Нарушено функционирование АЦП	Отправить счетчик на предприятие-изготовитель
Е-05	Нарушено функционирование памяти №1	Уточнить наличие сопутствующих кодов ошибок
Е-06	Нарушено функционирование RTC	Переустановить время счетчика
Е-07	Нарушено функционирование памяти №3	Уточнить наличие сопутствующих кодов ошибок
Е-08	Резерв	
Е-09	Ошибка CRC программы	Отправить счетчик на предприятие-изготовитель
Е-10	Ошибка CRC массива калибровочных коэффициентов	Отправить счетчик на предприятие-изготовитель
Е-11	Ошибка CRC массива регистров накопленной энергии	Отправить счетчик на предприятие-изготовитель
Е-12	Ошибка CRC адреса счетчика	Выполнить запись адреса счетчика
Е-13	Ошибка CRC серийного номера	Отправить счетчик на предприятие-изготовитель
Е-14	Ошибка CRC пароля	Отправить счетчик на предприятие-изготовитель
Е-15	Ошибка CRC массива варианта исполнения счетчика	Отправить счетчик на предприятие-изготовитель
Е-16	Ошибка CRC тарификатора	Отправить счетчик на предприятие-изготовитель
Е-17	Ошибка CRC конфигурации управления нагрузкой	Выполнить запись параметров управления нагрузкой
Е-18	Ошибка CRC лимита мощности	Выполнить запись лимита мощности
Е-19	Ошибка CRC лимита энергии	Выполнить запись лимита энергии
Е-20	Ошибка CRC байта параметров UART	Выполнить запись параметров связи
Е-21	Ошибка CRC параметров индикации (по тарифам)	Выполнить запись параметров индикации
Е-22	Ошибка CRC параметров индикации (по периодам)	Выполнить запись параметров индикации
Е-23	Ошибка CRC множителя тайм-аута	Выполнить запись значения множителя тайм-аута
Е-24	Ошибка CRC программируемых флагов	Перезапустить счетчик
Е-25	Ошибка CRC массива праздничных дней	Выполнить запись расписания праздничных дней
Е-26	Ошибка CRC массива тарифного расписания	Выполнить запись годового тарифного расписания
Е-27	Ошибка CRC массива таймера	Перезапустить счетчик
Е-28	Ошибка CRC массива сезонных	Выполнить запись параметров сезонных

Код ошибки	Описание	Рекомендации
	переходов	переходов
E-29	Ошибка CRC массива местоположения счетчика	Выполнить запись местоположения счетчика
E-30	Ошибка CRC массива коэффициентов трансформации	Выполнить запись коэффициентов трансформации
E-31	Ошибка CRC массива регистров накопления по периодам времени	Выполнить инициализацию регистров энергии
E-32	Ошибка CRC параметров среза	Выполнить инициализацию профиля мощности
E-33	Ошибка CRC регистров среза	Выполнить инициализацию профиля мощности
E-34	Ошибка CRC указателей журнала событий	Отправить счетчик на предприятие-изготовитель
E-35	Ошибка CRC записи журнала событий	Перезапустить счетчик
E-36	Ошибка CRC регистра учета технических потерь	Выполнить запись параметров учета тех. потерь
E-37	Ошибка CRC мощностей технических потерь	Выполнить запись параметров учета тех. потерь
E-38	Ошибка CRC массива регистров накопленной энергии потерь	Отправить счетчик на предприятие-изготовитель
E-39	Ошибка CRC регистров энергии пофазного учета	Отправить счетчик на предприятие-изготовитель
E-40	Флаг поступления широкополосного сообщения	Считать слово состояния счетчика
E-41	Ошибка CRC указателей журнала ПКЭ	Отправить счетчик на предприятие-изготовитель
E-42	Ошибка CRC записи журнала ПКЭ	Отправить счетчик на предприятие-изготовитель
E-43	Резерв	
E-44	Резерв	
E-45	Резерв	
E-46	Резерв	
E-47	Флаг выполнения процедуры коррекции времени	Дождаться завершения процедуры коррекции времени
E-48	Напряжение основной батареи менее 2,65 В	Перезапустить счетчик. В случае устойчивого возникновения ошибки заменить батарею
Примечание – В случае невозможности устранения ошибок самодиагностики счетчиков при помощи приведенных рекомендаций, счетчики подлежат отправке на предприятие-изготовитель		



Утвержден
ПС-ЛУ АВЛГ.467859.003
Версия 02.2019

ВЫНОСНОЙ ДИСПЛЕЙ «МЕРКУРИЙ 258», «MERCURY 258»,

ПАСПОРТ Часть 1 АВЛГ.467859.003 ПС

Сведения о подготовке к работе и использовании выносного дисплея приведены в Части 2 Паспорта АВЛГ.467859.003.

1 Основные сведения

Выносной дисплей (далее – дисплей) предназначен для применения совместно со счетчиками электроэнергии, выпускаемыми НПК «Инкотекс», в качестве удаленного (выносного) дисплея, подключаемого к счетчикам по радиоканалу, и выполняющего следующие основные функции:

- отображение показаний электроэнергии;
- отображение значений измеряемых параметров электрической сети;
- отображение диагностических параметров;
- управление встроенным в счетчик реле отключения нагрузки.

Дисплей не является средством измерения.

Дисплей предназначен для эксплуатации внутри помещений.

Настройка совместной работы дисплея и счетчика осуществляется путем записи заводского номера дисплея в соответствующий параметр счетчика, дисплей не имеет параметров конфигурации.

Конструктивно дисплей состоит из пластикового корпуса с двумя кнопками, ЖКИ, установленными внутри элементами питания и печатной платы с радиоэлементами. Элементы питания могут быть заменены потребителем самостоятельно.

На лицевой панели дисплея нанесено его наименование и товарный знак предприятия-изготовителя. На задней панели дисплея нанесены серийный номер, дата изготовления.

Для удобства пользователя предусмотрен вариант крепления дисплея к стене.

Дисплей имеет модификации, отличающиеся торговой маркой и интерфейсом связи со счетчиками. Модификации, доступные для выбора и заказа, размещены в прайс-листе на сайте предприятия-изготовителя.

Таблица 1 – Структура обозначения выносного дисплея

Меркурий 258	F0x
	F04 – радиоканал на базе технологии LoRaWAN
	F05 – радиоканал на базе собственной технологии НПК «Инкотекс»
	F06 – радиоканал на базе технологии Ара360
Торговая марка и модель	
Меркурий 258 – для продаж с русскоязычной торговой маркой	
Mercury 258 – для продаж с англоязычной торговой маркой	

В связи с постоянной работой предприятия-изготовителя над совершенствованием дисплея, в конструкцию и алгоритм работы дисплея могут быть внесены изменения, улучшающие его характеристики.

6 Гарантии изготовителя

Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие дисплея требованиям технических условий АВЛГ.467859.003 ТУ при соблюдении потребителем правил монтажа, эксплуатации, транспортировки и хранения.

Приобретение дисплея означает согласие лица или организации, приобретающей дисплей, с условиями эксплуатации и условиями предоставления гарантии.

Гарантийный срок эксплуатации 5 лет со дня ввода дисплея в эксплуатацию, но не более 5,5 лет со дня изготовления дисплея. Гарантийный срок не распространяется на элементы питания.

Гарантийный срок хранения 6 месяцев со дня изготовления. По истечении гарантийного срока хранения начинает использоваться гарантийный срок эксплуатации, независимо от того, введен дисплей в эксплуатацию или нет.

Гарантии предприятия-изготовителя ограничены только дефектами радиоэлементов, материалов, сборки и иными дефектами производственного характера и не распространяются на следующие случаи:

- наличие внешних повреждений, возникших не по вине изготовителя;
- естественное старение и/или разрушение составных частей в результате нормального использования и воздействия окружающей среды;
- ущерб, причиненный в результате ремонта, выполненного лицами и/или организациями, не имеющими официального разрешения на проведение ремонта от предприятия-изготовителя;
- расходы, связанные с монтажом/демонтажом, техническим обслуживанием, транспортировкой, потерей времени, оплатой штрафов, и иные материальные и нематериальные потери, связанные с невозможностью эксплуатации неисправного дисплея (в том числе и при наступлении гарантийного случая).

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код «А»):

Россия, г. Москва, 105484, 16-я Парковая ул., д.26, корп.2.

ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotexcom.ru>.

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotexcom.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПФ «МОССАР» (код «В»):

Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.

Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Отдел продаж: +7 (8452) 77-27-87

Дисплей изготавливается в ООО «НПК «ИНКОТЕКС» или в ООО «НПФ МОССАР», по заказу и технической документации ООО «НПК «ИНКОТЕКС».

2 Основные технические данные

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Параметр	Значение
Рабочий диапазон частот	ISM, от 868,7 до 869,2 МГц
Мощность передатчика	25 мВт
Рабочий диапазон температур, °C	от -10 до +50 °C
Относительная влажность воздуха (без конденсации влаги), не более %	95%
Атмосферное давление, кПа (мм. рт. ст.)	От 66 до 106,7 (от 460 до 800)
Количество и типоразмер элементов питания	2 шт. AAA/LR03
Допустимый тип элементов питания	Солевые или щелочные элементы, NiCd/NiMH аккумуляторы
Напряжение элементов питания, В	от 2,0 до 3,3
Средний потребляемый ток в спящем режиме, мА	30
Средний потребляемый ток в рабочем режиме, мА	100
Габаритные размеры (высота, ширина, глубина), мм	150,5±1; 80±1; 19,5±1
Масса (без элементов питания), кг, не более	0,2
Степень защиты корпуса по ГОСТ 14254-2015	IP51
Средняя наработка на отказ, не менее, ч	150000
Средний срок службы, не менее, лет	20

3 Комплектность

Таблица 3 – Комплект поставки

Наименование	Обозначение	Количество
Выносной дисплей в потребительской таре	АВЛГ.467859.003	1 шт.*
Паспорт	АВЛГ.467859.003 ПС	1 экз.
Комплект элементов питания		1 шт.

Примечания
*При совместной поставке со счетчиком допускается поставка дисплея в потребительской таре счетчика

4 Транспортирование и хранение

Дисплей должен транспортироваться и храниться в соответствии с требованиями ГОСТ 22261-94:

- температура окружающего воздуха от -45 до +70 °C;
- относительная влажность воздуха 90% при температуре 30 °C.

5 Утилизация

Утилизации подлежит дисплей, выработавший ресурс и непригодный для дальнейшей эксплуатации (сгоревший, разбитый, значительно увлажненный и т.п.).

Элементы питания подлежат сдаче в соответствующие пункты приема.

Остальные компоненты дисплея являются опасными отходами класса V, не содержат веществ и компонентов, вредно влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особых мер по защите при утилизации не требуется.

Дисплей не содержит драгоценных металлов.

Детали корпуса дисплея сделаны из ABS-пластика и поликарбоната и допускают вторичную переработку.

Электронные компоненты, извлеченные из дисплея, дальнейшему использованию не подлежат.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

ГАРАНТИЙНЫЙ ТАЛОН

на ремонт (замену) выносного дисплея
«МЕРКУРИЙ 258», «MERCURY 258»

Меркурий 258 F04

Серийный № 00348D73

Дата изготовления: 19.04.2021 г.

Приобретен _____
заполняется реализующей организацией

Введен в эксплуатацию _____
дата, подпись

Принят на гарантийное обслуживание ремонтным предприятием _____

Выполнены работы по устранению неисправностей: _____

Подпись руководителя ремонтного предприятия: _____

М.П.

Адрес владельца счетчика (учреждения или лица): _____

Выдается ремонтным предприятием в адрес предприятия-изготовителя счетчика.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код «А»):

Россия, г. Москва, 105484, 16-я Парковая ул., д.26, корп.2.

ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotexcom.ru>.

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotexcom.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПФ «МОССАР» (код «В»):

Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.

Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Отдел продаж: +7 (8452) 77-27-87

Свидетельство о приеме

Выносной дисплей "Меркурий 258 F04"

Серийный № 00348D73 Дата впуск 19.04.2021 г.

изготовлен и принят в соответствии с требованиями технических условий АВЛГ.467859.003 ТУ и признан годным для эксплуатации.

Свидетельство об упаковке

Выносной дисплей упакован в соответствии с требованиями технических условий АВЛГ.467859.003 ТУ и конструкторской документацией.

Дата упаковки

М.П.

При монтаже счетчика на месте эксплуатации диаметр подключаемых к счетчику проводов должен выбираться в зависимости от величины максимального тока нагрузки в соответствии с правилами устройства электроустановок.

ВНИМАНИЕ: СЛАБАЯ ЗАТЯЖКА ВИНТОВ КЛЕММНОЙ КОЛОДКИ, А ТАКЖЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОЖИЛЬНОГО ПРОВОДА БЕЗ НАКОНЕЧНИКОВ МОЖЕТ ВЫЗВАТЬ ПРИЧИНУ ВЫХОДА СЧЕТЧИКА ИЗ СТРОЯ И ПРИЧИНУ ПОЖАРА.

6 Комплектность

Обозначение	Наименование	Количество
В соответствии с КД на модификацию	Счетчик в потребительской таре	1
В соответствии с КД на модификацию	Выносной дисплей (при наличии в комплекте со счетчиком)	1
ABJIT /5461.001	Скоба для установки на опоре (поставляется только со счетчиками «Меркурий 208», «Меркурий 208»)	1
	Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков Меркурий» на магнитном носителе или CD-диске*	1
ФО 26.51.63.130-061-01-89558048-2018	Формуляр	1
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Руководство по эксплуатации*	1
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018 с изменением № 1	Методика поверки**	1

* Допускается по согласованию с потребителем размещение руководства по эксплуатации, методики поверки и программного обеспечения в электронном виде на сайте предприятия-изготовителя счетчика www.incotex.ru

** Поставляется по отдельному заказу организациям, производящим поверку и эксплуатацию счетчиков

7 Гарантии изготовителя

Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие счетчика требованиям ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 при соблюдении потребителем правил монтажа, эксплуатации, транспортирования и хранения, установленных указанными техническими условиями и иными нормативными документами.

Приобретение счетчика означает согласие лица или организации, приобретающей счетчик, с условиями эксплуатации и условиями предоставления гарантии.

Гарантийный срок хранения – 6 мес. со дня изготовления счетчика. По истечении гарантийного срока хранения начинает использоваться гарантийный срок эксплуатации, независимо от того, введен счетчик в эксплуатацию или нет.

Гарантийный срок эксплуатации составляет 5 лет со дня ввода счетчика в эксплуатацию, но не более 5,5 лет со дня изготовления счетчика.

Гарантии предприятия-изготовителя ограничены только дефектами радиоэлементов, материалов, сборки и иными дефектами производственного характера и не распространяются на следующие случаи:

- наличие внешних повреждений, возникших не по вине изготовителя;
- нарушение, отсутствие или замена пломб счетчика;
- нарушение требований безопасности п. 5;
- естественное старение и/или разрушение составных частей счетчика в результате нормального использования и воздействия окружающей среды;
- ущерб, причиненный в результате искусственного изменения данных в счетчике;
- ущерб, причиненный в результате ремонта, выполненного лицами и/или организациями, не имеющими официального разрешения на проведение ремонта от предприятия-изготовителя;
- расходы, связанные с монтажом/демонтажом, техническим обслуживанием, транспортировкой, потерей времени, оплатой штрафов, и иные материальные и нематериальные потери, связанные с невозможностью эксплуатации исправного счетчика (в том числе и при наступлении гарантийного случая).

При обнаружении неисправности счетчик должен быть отправлен в ремонт на предприятие-изготовитель.

Страница 5 из 8

12 Особые отметки

Код изготовителя: В

Адрес дисплея 00CEB9D7
LoraWAN DevEUI 0497900010B262DB
JoinEUI 0497900020000001
AppKey 2E6D478EBD7D4AE9B42D5BFD41CE86C5

Свидетельство о приемке

Счетчик электрической энергии

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04

Класс точности: 1/2; Постоянная: A=250 B=16000 имп./(кВт·ч) имп./(квар·ч)

Серийный № 45445743

Дата выпуска: 01.12.2021

изготовлен и принят в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и признан годным для эксплуатации.

Печать ОТК:

Свидетельство о поверке

Счетчик признан годным для эксплуатации. Поверка выполнена

Дата
первичной
поверки

Печать
поверителя

М.П.

Подпись
поверителя

01.12.2021

Свидетельство об упаковке

Счетчик упакован в соответствии с требованиями технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и конструкторской документацией.

Дата упаковки

01.12.2021

Страница 7 из 8

Адрес предприятия-изготовителя указан в гарантийном талоне (см. приложение А).

8 Сведения о движении счетчика при эксплуатации

Дата установки	Где установлен	Дата снятия	Наработка с начала эксплуатации	Наработка после последнего ремонта	Причина снятия	Подпись лица, проводившего установку (снятие)

9 Правила и условия реализации и утилизации

Реализация счетчика осуществляется через розничные и оптовые дилерские сети торговых партнеров, заключивших с изготовителем договор о реализации продукции.

При реализации счетчика должны соблюдаться правила обращения на рынке, установленные статьей 3 ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования», требования к реализации товаров потребителям, установленные в Законе РФ от 07.02.1992 № 2300-1 «О защите прав потребителей».

Утилизация подлежит счетчик, выработавший ресурс и непригодный для дальнейшей эксплуатации (сгоревший, разбитый, значительно увлажненный и т. п.).

После передачи на утилизацию и разборки счетчика, детали конструкции, годные для дальнейшего употребления, не содержащие следов коррозии и механических воздействий, допускается использовать в качестве запасных частей.

Свинцовые пломбы подлежат сдаче в соответствующие пункты приема.

Остаточные компоненты счетчика являются опасными отходами класса V, не содержат веществ и компонентов, вредно влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особых мер по защите при утилизации не требуется.

Детали корпуса счетчика сделаны из ABS-пластика и поликарбоната и допускают вторичную переработку.

Электронные компоненты, извлеченные из счетчика, дальнейшему использованию не подлежат.

Счетчик не содержит драгметаллов.

10 Поверка счетчика

Счетчик при выпуске из производства подвергается первичной поверке органами государственной метрологической службы или юридическими лицами, аккредитованными на право поверки. Поверка счетчика осуществляется в соответствии с методикой поверки РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018 с изменением № 1.

Межповерочный интервал – 16 лет.

Межповерочный интервал для экспортируемых счетчиков устанавливается согласно действующему законодательству страны импортера, но не более 16 лет.

В процессе эксплуатации счетчик подвергается периодической и внеочередной поверке. После ремонта счетчик подлежит обязательной поверке.

Результаты периодических и внеочередных поверок заносятся в таблицу.

Дата поверки	Подпись и клеймо поверителя	Срок очередной поверки	Примечание

11 Учет неисправностей и рекламаций, сведения о ремонте и замене составных частей

Дата и время выхода счетчика из строя	Внешнее проявление неисправности	Вид, дата и номер рекламации	Установленная причина неисправности	Вид ремонта и принятые меры по исключению неисправности	Перечень замененных узлов, деталей, компонентов	Дата поверки после ремонта	Должность и подпись лица, проводившего ремонт и принявшего счетчик после поверки
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечание – По истечении гарантийного срока графу 3 не заполняют

Страница 6 из 8

Приложение А (Обязательное)

Гарантийный талон на ремонт (замену) счетчика

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04
Серийный № 45445743
Дата изготовления: 01.12.2021

Нов. Тех. пр.

Приобретен:

Введен в эксплуатацию: 16.08.2022

Принят на гарантийное обслуживание ремонтным предприятием:

Выполнены работы по устранению неисправностей:

Поломникова И.С.

Подпись руководителя ремонтного предприятия:

М.П.

Адрес владельца счетчика (учреждения или лица):

г. Киселевич ТП Красный Кудзесс
ул. КАРПОВА – 41

По вопросам ремонта (замены) счетчика обращаться в сервисный центр ООО «НПК «ИНКОТЕКС»:

Россия, 105484, г. Москва, 16-ая Парковая ул., д. 26, корп. 2.
Телефон: +7 (495) 902 54 55, service@incotex.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код А):
Россия, г. Москва, 105484, 16-ая Парковая ул., д. 26, корп. 2,
ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotex.com>.

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.
Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotexcom.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «МОССАР» (код В):
Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.
Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Страница 8 из 8

При монтаже счетчика на месте эксплуатации диаметр подключаемых к счетчику проводов должен выбираться в зависимости от величины максимального тока нагрузки в соответствии с правилами устройства электроустановок.

ВНИМАНИЕ: СЛАБАЯ ЗАТЯЖКА ВИНТОВ КЛЕММНОЙ КОЛОДКИ, А ТАКОЖЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОЖИЛЬНОГО ПРОВОДА БЕЗ НАКОНЕЧНИКОВ МОЖЕТ ЯВИТЬСЯ ПРИЧИНОЙ ВЫХОДА СЧЕТЧИКА ИЗ СТРОЯ И ПРИЧИНОЙ ПОЖАРА.

6 Комплектность

Обозначение	Наименование	Количество
В соответствии с КД на модификацию	Счетчик в потребительской таре	1
В соответствии с КД на модификацию	Выводной дисплей (при наличии в комплекте со счетчиком)	1
АВЛГ.757461.001	Скоба для установки на опоре (поставляется только со счетчиками «Меркурий 208», «Mercury 208»)	1
—	Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков Меркурий» на магнитном носителе или CD-диске*	1
ФО 26.51.63.130-061-01-89558048-2018	Формуляр	1
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Руководство по эксплуатации*	1
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018 с изменением № 1	Методика поверки**	1

* Допускается по согласованию с потребителем размещение руководства по эксплуатации, методики поверки и программного обеспечения в электронном виде на сайте предприятия-изготовителя счетчика www.incotex.com.ru

** Поставляется по отдельному заказу организациям, производящим поверку и эксплуатацию счетчиков

7 Гарантии изготовителя

Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие счетчика требованиям ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 при соблюдении потребителем правил монтажа, эксплуатации, транспортирования и хранения, установленных указанными техническими условиями и иными нормативными документами.

Приобретение счетчика означает согласие лица или организации, приобретающей счетчик, с условиями эксплуатации и условиями предоставления гарантии.

Гарантийный срок хранения – 6 мес. со дня изготовления счетчика. По истечении гарантийного срока хранения начинается использование гарантийного срока эксплуатации, независимо от того, введен счетчик в эксплуатацию или нет.

Гарантийный срок эксплуатации составляет 5 лет со дня ввода счетчика в эксплуатацию, но не более 5,5 лет со дня изготовления счетчика.

Гарантии предприятия-изготовителя ограничены только дефектами радиоэлементов, материалов, сборки и иными дефектами производственного характера и не распространяются на следующие случаи:

- наличие внешних повреждений, возникших не по вине изготовителя;
- нарушение, отсутствие или замена пломб счетчика;
- нарушение требований безопасности п. 5;
- естественное старение и/или разрушение составных частей счетчика в результате нормального использования и воздействия окружающей среды;
- ущерб, причиненный в результате искусственного изменения данных в счетчике;
- ущерб, причиненный в результате ремонта, выполненного лицами и/или организациями, не имеющими официального разрешения на проведение ремонта от предприятия-изготовителя;
- расходы, связанные с монтажом/демонтажом, техническим обслуживанием, транспортировкой, потерей времени, оплатой штрафов, и иные материальные и нематериальные потери, связанные с невозможностью эксплуатации неисправного счетчика (в том числе и при наступлении гарантийного случая).

При обнаружении неисправности счетчик должен быть отправлен в ремонт на предприятие-изготовитель.

Страница 5 из 6

12 Особые отметки

Код изготовителя: В

Адрес дисплея 00CEBB2C
LoraWAN DevEUI 0497900010B26016
JoinEUI 0497900020000001
AppKey C272E4F8973D4B90BB9777B464050AF5

Свидетельство о приеме

Счетчик электрической энергии

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04

Класс точности: 1/2; Постоянная: A=250 B=16000 имп./(кВт·ч) имп./(квар·ч)

Серийный № 45445720

Дата выпуска: 01.12.2021

изготовлен и принят в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и признан годным для эксплуатации.

Печать ОТК:

ОТК
№ 20

Свидетельство о поверке

Счетчик признан годным для эксплуатации. Поверка выполнена.

Дата
первичной
поверки

Печать
поверителя

М.П.

Поверка выполнена

Подпись
поверителя

01.12.2021

Свидетельство об упаковке

Счетчик упакован в соответствии с требованиями технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и конструкторской документации.

Дата упаковки

01.12.2021

Страница 7 из 8

Адрес предприятия-изготовителя указан в гарантийном талоне (см. приложение А).

8 Сведения о движении счетчика при эксплуатации

Дата установки	Где установлен	Дата снятия	Наработка		Причина снятия	Подпись лица, проводившего установку (снятие)
			с начала эксплуатации	после последнего ремонта		

9 Правила и условия реализации и утилизации

Реализация счетчика осуществляется через розничные и оптовые дилерские сети торговых партнеров, заключивших с изготовителем договор о реализации продукции.

При реализации счетчика должны соблюдаться правила обращения на рынке, установленные статьей 3 ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования», требования к реализации товаров потребителям, установленные в Законе РФ от 07.02.1992 № 2300-1 «О защите прав потребителей».

Утилизации подлежат счетчик, выработавший ресурс и непригодный для дальнейшей эксплуатации (сгоревший, разбитый, значительно увлажненный и т. п.).

После передачи на утилизацию и разборки счетчика, детали конструкции, годные для дальнейшего употребления, не содержащие следов коррозии и механических воздействий, допускается использовать в качестве запасных частей.

Свинцовые пломбы подлежат сдаче в соответствующие пункты приема.

Остальные компоненты счетчика являются неопасными отходами класса V, не содержат веществ и компонентов, вредно влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особых мер по защите при утилизации не требуется.

Детали корпуса счетчика сделаны из ABS-пластика и поликарбоната и допускают вторичную переработку.

Электронные компоненты, извлеченные из счетчика, дальнейшему использованию не подлежат.

Счетчик не содержит драгметаллов.

10 Поверка счетчика

Счетчик при выпуске из производства подвергается первичной поверке органами государственной метрологической службы или юридическими лицами, аккредитованными на право поверки. Поверка счетчика осуществляется в соответствии с методикой поверки РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018 с изменением № 1.

Межповерочный интервал – 16 лет.

Межповерочный интервал для экспортируемых счетчиков устанавливается согласно действующему законодательству страны импортера, но не более 16 лет.

В процессе эксплуатации счетчик подвергается периодической и внеочередной поверке. После ремонта счетчик подлежит обязательной поверке.

Результаты периодических и внеочередных поверок заносятся в таблицу.

Дата поверки	Подпись и клеймо поверителя	Срок очередной поверки	Примечание
--------------	-----------------------------	------------------------	------------

11 Учет неисправностей и рекламаций, сведения о ремонте и замене составных частей

Дата и время выхода счетчика из строя	Внешнее проявление неисправности	Вид, дата и номер рекламации	Установленная причина неисправности	Вид ремонта и принятые меры по исключению неисправности	Перечень замененных узлов, деталей, компонентов	Дата поверки после ремонта	Должность и подпись лиц, проводивших ремонт и принявших счетчик после поверки
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечание – По истечении гарантийного срока графу 3 не заполняют

Страница 6 из 8

Приложение А

(Обязательное)

Гарантийный талон

на ремонт (замену) счетчика

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04
Серийный № 45445720
Дата изготовления: 01.12.2021

Нов. тех. пр.

Приобретен:

заполняется реализующей организацией

Введен в эксплуатацию:

16.08.2022

дата, подпись

Принят на гарантийное обслуживание ремонтным предприятием:

Выполнены работы по устранению неисправностей:

Низуик А. О.

Подпись руководителя ремонтного предприятия:

М.П.

Адрес владельца счетчика (учреждения или лица):

г. Киселевск, ТП Коммунальный
ТРОПИЧЕСКАЯ-12

По вопросам ремонта (замены) счетчика обращаться в сервисный центр ООО «НПК «ИНКОТЕКС»:

Россия, 105484, г. Москва, 16-ая Парковая ул., д. 26, корп. 2.
Телефон: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код А):
Россия, г. Москва, 105484, 16-ая Парковая ул., д. 26, корп. 2,
ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotex.com>.

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.
Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotexcom.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПФ «МОССАР» (код В):
Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.
Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Страница 8 из 8

При монтаже счетчика на месте эксплуатации диаметр подключаемых к счетчику проводов должен выбираться в зависимости от величины максимального тока нагрузки в соответствии с правилами устройства электроустановок.

ВНИМАНИЕ: СЛАБАЯ ЗАТЯЖКА ВИНТОВ КЛЕММНОЙ КОЛОДКИ, А ТАКЖЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНОГОЖИЛЬНОГО ПРОВОДА БЕЗ НАКОНЕЧНИКОВ МОЖЕТ СТАТЬ ПРИЧИНОЙ ВЫХОДА СЧЕТЧИКА ИЗ СТРОЯ И ПРИЧИНОЙ ПОЖАРА.

6 Комплектность

Обозначение	Наименование	Количество
В соответствии с КД на модификацию	Счетчик в потребительской таре	1
В соответствии с КД на модификацию	Выносной дисплей (при наличии в комплекте со счетчиком)	1
АВЛГ.757461.001	Скоба для установки на опоре (поставляется только со счетчиками «Меркурий 208», «Меркурий 208»)	1
—	Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков Меркурий» на магнитном носителе или CD-диске*	1
Ф0 26.51.63.130-061-01-89558048-2018	Формуляр	1
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Руководство по эксплуатации*	1
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018 с изменением № 1	Методика поверки**	1

* Допускается по согласованию с потребителем размещение руководства по эксплуатации, методики поверки и программного обеспечения в электронном виде на сайте предприятия-изготовителя счетчика www.incotex.com.ru

** Поставляется по отдельному заказу организациям, производящим поверку и эксплуатацию счетчиков

7 Гарантии изготовителя

Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие счетчика требованиям ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 при соблюдении потребителем правил монтажа, эксплуатации, транспортирования и хранения, установленных указанными техническими условиями и иными нормативными документами.

Приобретение счетчика означает согласие лица или организации, приобретающей счетчик, с условиями эксплуатации и условиями предоставления гарантии.

Гарантийный срок хранения — 6 мес. со дня изготовления счетчика. По истечении гарантийного срока хранения начинается использование гарантийного срока эксплуатации, независимо от того, введен счетчик в эксплуатацию или нет.

Гарантийный срок эксплуатации составляет 5 лет со дня ввода счетчика в эксплуатацию, но не более 5,5 лет со дня изготовления счетчика.

Гарантии предприятия-изготовителя ограничены только дефектами радиоэлементов, материалов, сборки и иными дефектами производственного характера и не распространяются на следующие случаи:

- наличие внешних повреждений, возникших не по вине изготовителя;
- нарушение, отсутствие или замена пломб счетчика;
- нарушение требований безопасности п. 5;
- естественное старение и/или разрушение составных частей счетчика в результате нормального использования и воздействия окружающей среды;
- ущерб, причиненный в результате искусственного изменения данных в счетчике;
- ущерб, причиненный в результате ремонта, выполненного лицами и/или организациями, не имеющими официального разрешения на проведение ремонта от предприятия-изготовителя;
- расходы, связанные с монтажом/демонтажом, техническим обслуживанием, транспортировкой, потерей времени, оплатой штрафов, и иные материальные и нематериальные потери, связанные с невозможностью эксплуатации неисправного счетчика (в том числе и при наступлении гарантийного случая).

При обнаружении неисправности счетчик должен быть отправлен в ремонт на предприятие-изготовитель.

Страница 5 из 8

12 Особые отметки

Код изготовителя: В

Адрес дисплея 00CEB99F
LoraWAN DevEUI 0497900010B9A2BF
JoinEUI 0497900020000001
AppKey 0925587BBAAD4E1F85A759305C6EFA89

Свидетельство о приемке

Счетчик электрической энергии

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04

Класс точности: 1/2; Постоянная: A=250 B=16000 имп./кВт·ч) имп./квар·ч)

Серийный № 45445746

Дата выпуска: 01.12.2021

изготовлен и принят в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, техническими условиями ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и признан годным для эксплуатации.

Печать ОТК:

ОТК
№ 25

Свидетельство о поверке

Счетчик признан годным для эксплуатации. Поверка выполнена.

Дата
первичной
поверки

Печать
поверителя

Поверка выполнена

01.12.2021

Подпись
поверителя

Т.А. Рыкова

Свидетельство об упаковывании

Счетчик упакован в соответствии с требованиями технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и конструкторской документации.

Дата упаковки

01.12.2021

Страница 7 из 8

Адрес предприятия-изготовителя указан в гарантийном талоне (см. приложение А).

8 Сведения о движении счетчика при эксплуатации

Дата установки	Где установлен	Дата снятия	Наработка		Причина снятия	Подпись лица, проводившего установку (снятие)
			с начала эксплуатации	после последнего ремонта		

9 Правила и условия реализации и утилизации

Реализация счетчика осуществляется через розничные и оптовые дилерские сети торговых партнеров, заключивших с изготовителем договор о реализации продукции.

При реализации счетчика должны соблюдаться правила обращения на рынке, установленные статьей 3 ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования», требования к реализации товаров потребителям, установленные в Законе РФ от 07.02.1992 № 2300-1 «О защите прав потребителей».

Утилизация подлежит счетчик, выработавший ресурс и непригодный для дальнейшей эксплуатации (сгоревший, разбитый, значительно увлажненный и т. п.).

После передачи на утилизацию и разборки счетчика, детали конструкции, годные для дальнейшего употребления, не содержащие следов коррозии и механических воздействий, допускается использовать в качестве запасных частей.

Свинцовые пломбы подлежат сдаче в соответствующие пункты приема.

Остальные компоненты счетчика являются опасными отходами класса V, не содержат веществ и компонентов, вредно влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особых мер по защите при утилизации не требуется.

Детали корпуса счетчика сделаны из ABS-пластика и поликарбоната и допускают вторичную переработку.

Электронные компоненты, извлеченные из счетчика, дальнейшему использованию не подлежат.

Счетчик не содержит драгметаллов.

10 Поверка счетчика

Счетчик при выпуске из производства подвергается первичной поверке органами государственной метрологической службы или юридическими лицами, аккредитованными на право поверки. Поверка счетчика осуществляется в соответствии с методикой поверки РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018 с изменением № 1.

Межповерочный интервал — 16 лет.

Межповерочный интервал для экспортируемых счетчиков устанавливается согласно действующему законодательству страны импортера, но не более 16 лет.

В процессе эксплуатации счетчик подвергается периодической и внеочередной поверке. После ремонта счетчик подлежит обязательной поверке.

Результаты периодических и внеочередных поверок заносятся в таблицу.

Дата поверки	Подпись и клеймо поверителя	Срок очередной поверки	Примечание

11 Учет неисправностей и рекламаций, сведения о ремонте и замене составных частей

Дата и время выхода счетчика из строя	Внешнее проявление неисправности	Вид, дата и номер рекламации	Установленная причина неисправности	Вид ремонта и принятые меры по исключению неисправности	Перечень замененных узлов, деталей, компонентов	Дата поверки после ремонта	Должность и подпись лиц, проводивших ремонт и принявших счетчик после поверки
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечание — По истечении гарантийного срока графу 3 не заполняют

Страница 6 из 8

Приложение А (Обязательное)

Гарантийный талон
на ремонт (замену) счетчика

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04
Серийный № 45445746
Дата изготовления: 01.12.2021

Приобретен:

Введен в эксплуатацию:

Принят на гарантийное обслуживание ремонтным предприятием:

Выполнены работы по устранению неисправностей:

Подпись руководителя ремонтного предприятия:

Адрес владельца счетчика (учреждения или лица):

М.П.

По вопросам ремонта (замены) счетчика обращаться в сервисный центр ООО «НПК «ИНКОТЕКС»:

Россия, 105484, г. Москва, 16-ая Парковая ул., д. 26, корп. 2.
Телефон: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код А):
Россия, г. Москва, 105484, 16-ая Парковая ул., д. 26, корп. 2,
ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotex.com>.

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotex.com.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПФ «МОССАР» (код В):
Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.
Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Страница 8 из 8

6 Комплектность

Обозначение	Наименование	Кол.
В соответствии с КД на модификацию	Счетчик в потребительской таре	1
В соответствии с КД на модификацию	Выносной дисплей (при наличии в комплекте со счетчиком)	1
АВЛГ.757461.001	Скоба для установки на опоре (поставляется только со счетчиками «Меркурий 208», «Меркурь 208»)	1
	Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков Меркурий» на магнитном носителе или CD-диске	1*
ФО 26.51.63.130-061-01-89558048-2018	Формуляр	1
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Руководство по эксплуатации	1*
РЭ1 26.51.63.130-061-89558048-2018	Методика поверки**	1*

7 Гарантии изготовителя

Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие счетчика требованиям ГОСТ 31818.11, ГОСТ 31819.21, ГОСТ 31819.23 и ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 при соблюдении потребителем правил монтажа, эксплуатации, транспортирования и хранения, установленных указанными техническими условиями и иными нормативными документами.

Приобретение счетчика означает согласие лица или организации, приобретающей счетчик, с условиями эксплуатации и условиями предоставления гарантии.

Гарантийный срок хранения – 6 мес со дня изготовления счетчика. По истечении гарантийного срока хранения начинает использоваться гарантийный срок эксплуатации, независимо от того, введен счетчик в эксплуатацию или нет.

Гарантийный срок эксплуатации составляет 5 лет со дня ввода счетчика в эксплуатацию, но не более 5,5 лет со дня изготовления счетчика.

Гарантии предприятия-изготовителя ограничены только дефектами радиоэлементов, материалов, сборки и иными дефектами производственного характера и не распространяются на следующие случаи:

- наличие внешних повреждений, возникших не по вине изготовителя;
- нарушение, отсутствие или замена пломб счетчика;
- нарушение требований безопасности п.5;
- естественное старение и/или разрушение составных частей счетчика в результате нормального использования и воздействия окружающей среды;
- ущерб, причиненный в результате искусственного изменения данных в счетчике;
- ущерб, причиненный в результате ремонта, выполненного лицами и/или организациями, не имеющими официальное разрешение на проведение ремонта от предприятия-изготовителя;
- расходы, связанные с монтажом/демонтажом, техническим обслуживанием, транспортировкой, потерей времени, оплатой штрафов, и иные материальные и нематериальные потери, связанные с невозможностью эксплуатации неисправного счетчика (в том числе и при наступлении гарантийного случая).

Адрес предприятия-изготовителя указан в гарантийном талоне (см. приложение А).

8 Сведения о движении счетчика при эксплуатации

Дата установки	Где установлен	Дата снятия	Наработка		Причина снятия	Подпись лица, проводившего установку (снятие)
			с начала эксплуатации	после последнего ремонта		

9 Сведения об утилизации

Утилизации подлежат счетчик, выработавший ресурс и непригодный для дальнейшей эксплуатации (сгоревший, разбитый, значительно увлажненный и т.п.).

После передачи на утилизацию и разборки счетчика, детали конструкции, годные для дальнейшего использования, не содержащие следов коррозии и механических воздействий, допускается использовать в качестве запасных частей.

Свинцовые пломбы подлежат сдаче в соответствующие пункты приема.

Остальные компоненты счетчика являются небезопасными отходами класса V, не содержат веществ и компонентов, вредно влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особых мер по защите при утилизации не требуется.

Детали корпуса счетчика сделаны из ABS-пластика и поликарбоната и допускают вторичную переработку.

Электронные компоненты, извлеченные из счетчика, дальнейшему использованию не подлежат.

Счетчик не содержит драгметаллов.

10 Поверка счетчика

Счетчик при выпуске из производства подвергается первичной поверке органами государственной метрологической службы или юридическими лицами, аккредитованными на право поверки. Поверка счетчика осуществляется в соответствии с методикой поверки РЭ1 26.51.63.130-061-89558048-2018.

Межповерочный интервал – 16 лет.

Межповерочный интервал для экспортируемых счетчиков устанавливается согласно действующему законодательству страны импортера, но не более 16 лет.

В процессе эксплуатации счетчик подвергается периодической и внеочередной поверке. После ремонта счетчик подлежит обязательной поверке.

Результаты периодических и внеочередных поверок заносятся в таблицу.

Дата поверки	Подпись и клеймо поверителя	Срок очередной поверки	Примечание

11 Учет неисправностей и рекламаций, сведения о ремонте и замене составных частей

Дата и время выхода счетчика из строя	Внешнее проявление неисправности	Вид, дата и номер рекламации	Установленная причина неисправности	Вид ремонта и принятые меры по исключению неисправности	Перечень замененных узлов, деталей, компонентов	Дата поверки после ремонта	Должность и подпись лиц, проводивших ремонт и принявших счетчик после поверки
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечание – По истечении гарантийного срока графу 3 не заполняют.

Страница 5 из 8

Страница 6 из 8

Особые отметки

Код производителя: А

тарифное расписание "Москва"

Время включения 1 тарифа – 07 ч. 00 мин.

Время включения 2 тарифа – 23 ч. 00 мин.

Адрес дисплея 00348A12

LoRaWAN DevEUI 0497900010322FD7

JoinEUI 0497900020000001

AppKey 51E4BD1F090A430ADE04316D7D8EDCE

Свидетельство о приемке

Счетчик электрической энергии

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04

Класс точности: 1/2

Серийный №: 40816089

Дата выпуска: 19.04.2021 г.

изготовлен и принят в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и признан годным для эксплуатации.

Свидетельство о поверке

Счетчик поверен и признан годным для эксплуатации.

Дата первичной поверки 26 АПР 2021
Подпись поверителя
Печать поверителя
М.П.

Свидетельство об упаковке

Счетчик упакован в соответствии с требованиями технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и конструкторской документацией.

Дата упаковки
М.П.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(Обязательное)

Гарантийный талон

на ремонт (замену) счетчика

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04

Серийный № 40816089

Дата изготовления: 19.04.2021 г.

Приобретен:

Введен в эксплуатацию:

Принят на гарантийное обслуживание ремонтным предприятием:

Выполнены работы по устранению неисправностей:

Подпись руководителя ремонтного предприятия:

Адрес владельца счетчика (учреждения или лица):

п. Александровская
Кузнец
ул. Тропическая

Вссылается ремонтным предприятием с адрес предприятия-изготовителя счетчика.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код А):

Россия, г. Москва, 105484, 16-ая Парковая ул., д.26, корп.2,

ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotexcom.ru>,

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotexcom.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «МОССАР» (код В):

Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.

Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Отдел продаж: +7 (8452) 77-27-87

Страница 7 из 8

Страница 8 из 8



Утвержден
ПС-ЛУ АВЛГ.467859.003
Версия 02.2019

ВЫНОСНОЙ ДИСПЛЕЙ «МЕРКУРИЙ 258», «MERCURY 258»,

ПАСПОРТ Часть 1 АВЛГ.467859.003 ПС

Сведения о подготовке к работе и использовании выносного дисплея приведены в Части 2 Паспорта АВЛГ.467859.003.

1 Основные сведения

Выносной дисплей (далее – дисплей) предназначен для применения совместно со счетчиками электроэнергии, выпускаемыми НПК «Инкотекс», в качестве удаленного (выносного) дисплея, подключаемого к счетчикам по радиоканалу, и выполняющего следующие основные функции:

- отображение показаний электроэнергии;
- отображение значений измеряемых параметров электрической сети;
- отображение диагностических параметров;
- управление встроенным в счетчик реле отключения нагрузки.

Дисплей не является средством измерения.

Дисплей предназначен для эксплуатации внутри помещений.

Настройка совместной работы дисплея и счетчика осуществляется путем записи заводского номера дисплея в соответствующий параметр счетчика, дисплей не имеет параметров конфигурации.

Конструктивно дисплей состоит из пластикового корпуса с двумя кнопками, ЖКИ, установленными внутри элементами питания и печатной платы с радиоэлементами. Элементы питания могут быть заменены потребителем самостоятельно.

На лицевой панели дисплея нанесено его наименование и товарный знак предприятия-изготовителя. На задней панели дисплея нанесены серийный номер, дата изготовления.

Для удобства пользователя предусмотрен вариант крепления дисплея к стене.

Дисплей имеет модификации, отличающиеся торговой маркой и интерфейсом связи со счетчиками. Модификации, доступные для выбора и заказа, размещены в прайс-листе на сайте предприятия-изготовителя.

Таблица 1 – Структура обозначения выносного дисплея

Меркурий 258	F0x
	F04 – радиоканал на базе технологии LoRaWAN
	F05 – радиоканал на базе собственной технологии НПК «Инкотекс»
	F06 – радиоканал на базе технологии Аура360
Торговая марка и модель	
Меркурий 258 – для продаж с русскоязычной торговой маркой	
Mercury 258 – для продаж с англоязычной торговой маркой	

В связи с постоянной работой предприятия-изготовителя над совершенствованием дисплея, в конструкцию и алгоритм работы дисплея могут быть внесены изменения, улучшающие его характеристики.

1

6 Гарантии изготовителя

Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие дисплея требованиям технических условий АВЛГ.467859.003 ТУ при соблюдении потребителем правил монтажа, эксплуатации, транспортировки и хранения.

Приобретение дисплея означает согласие лица или организации, приобретающей дисплей, с условиями эксплуатации и условиями предоставления гарантии.

Гарантийный срок эксплуатации 5 лет со дня ввода дисплея в эксплуатацию, но не более 5,5 лет со дня изготовления дисплея. Гарантийный срок не распространяется на элементы питания.

Гарантийный срок хранения 6 месяцев со дня изготовления. По истечении гарантийного срока хранения начинается использование гарантийного срока эксплуатации, независимо от того, введен дисплей в эксплуатацию или нет.

Гарантии предприятия-изготовителя ограничены только дефектами радиоэлементов, материалов, сборки и иными дефектами производственного характера и не распространяются на следующие случаи:

- наличие внешних повреждений, возникших не по вине изготовителя;
- естественное старение и/или разрушение составных частей в результате нормального использования и воздействия окружающей среды;
- ущерб, причиненный в результате ремонта, выполненного лицами и/или организациями, не имеющими официального разрешения на проведение ремонта от предприятия-изготовителя;
- расходы, связанные с монтажом/демонтажом, техническим обслуживанием, транспортировкой, потерей времени, оплатой штрафов, и иные материальные и нематериальные потери, связанные с невозможностью эксплуатации неисправного дисплея (в том числе и при наступлении гарантийного случая).

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код «А»):

Россия, г. Москва, 105484, 16-я Парковая ул., д.26, корп.2,

ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotexcom.ru>.

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotexcom.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПФ «МОССАР» (код «В»):

Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.

Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Отдел продаж: +7 (8452) 77-27-87

Свидетельство о приемке

Выносной дисплей "Меркурий 258 F04"

Серийный № 00348A12 Дата впуск 19.04.2021 г.

изготовлен и принят в соответствии с требованиями технических условий АВЛГ.467859.003 ТУ и признан годным для эксплуатации.

Свидетельство об упаковке

Выносной дисплей упакован в соответствии с требованиями технических условий АВЛГ.467859.003 ТУ и конструкторской документации.

Дата упаковки

М.П.

3

Дисплей изготавливается в ООО «НПК «ИНКОТЕКС» или в ООО «НПФ МОССАР», по заказу и технической документации ООО «НПК «ИНКОТЕКС».

2 Основные технические данные

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Параметр	Значение
Рабочий диапазон частот	ISM, от 868,7 до 869,2 МГц
Мощность передатчика	25 мВт
Рабочий диапазон температур, °C	от -10 до +50 °C
Относительная влажность воздуха (без конденсации влаги), не более %	95%
Атмосферное давление, кПа (мм. рт. ст.)	От 66 до 106,7 (от 460 до 800)
Количество и типоразмер элементов питания	2 шт. AAA/LR03
Допустимый тип элементов питания	Солесы или щелочные элементы, NiCd/NiMH аккумуляторы
Напряжение элементов питания, В	от 2,0 до 3,3
Средний потребляемый ток в спящем режиме, мА	30
Средний потребляемый ток в рабочем режиме, мА	100
Габаритные размеры (высота; ширина; глубина), мм	150,5±1; 80±1; 19,5±1
Масса (без элементов питания), кг, не более	0,2
Степень защиты корпуса по ГОСТ 14254-2015	IP51
Средняя наработка на отказ, не менее, ч	150000
Средний срок службы, не менее, лет	20

3 Комплектность

Таблица 3 – Комплект поставки

Наименование	Обозначение	Количество
Выносной дисплей в потребительской таре	АВЛГ.467859.003	1 шт.*
Паспорт	АВЛГ.467859.003 ПС	1 экз.
Комплект элементов питания		1 шт.

Примечания
*При совместной поставке со счетчиком допускается поставка дисплея в потребительской таре счетчика

4 Транспортирование и хранение

Дисплей должен транспортироваться и храниться в соответствии с требованиями ГОСТ 22261-04:

- температура окружающего воздуха от -45 до +70 °C;
- относительная влажность воздуха 90% при температуре 30 °C.

5 Утилизация

Утилизации подлежит дисплей, выработавший ресурс и непригодный для дальнейшей эксплуатации (сгоревший, разбитый, значительно увлажненный и т.п.).

Элементы питания подлежат сдаче в соответствующие пункты приема.

Остальные компоненты дисплея являются неопасными отходами класса V, не содержат веществ и компонентов, вредно влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особых мер по защите при утилизации не требуется.

Дисплей не содержит драгметаллов.

Детали корпуса дисплея сделаны из ABS-пластика и поликарбоната и допускают вторичную переработку.

Электронные компоненты, извлеченные из дисплея, дальнейшему использованию не подлежат.

2

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательно)
ГАРАНТИЙНЫЙ ТАЛОН
на ремонт (замену) выносного дисплея
«МЕРКУРИЙ 258», «MERCURY 258»

Меркурий 258 F04
Серийный № 00348A12
Дата изготовления: 19.04.2021 г.

Приобретен _____
заполняется реализующей организацией

Введен в эксплуатацию _____
дата, подпись

Принят на гарантийное обслуживание ремонтным предприятием _____

Выполнены работы по устранению неисправностей: _____

Подпись руководителя ремонтного предприятия: _____

М.П.

Адрес владельца счетчика (учреждения или лица): _____

Высылается ремонтным предприятием в адрес предприятия-изготовителя счетчика.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код «А»):
Россия, г. Москва, 105484, 16-я Парковая ул., д.26, корп.2,
ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotexcom.ru>.
Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.
Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.
Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotexcom.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПФ «МОССАР» (код «В»):
Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.
Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39
Отдел продаж: +7 (8452) 77-27-87

4

6 Комплектность

Обозначение	Наименование	Кол.
В соответствии с КД на модификацию	Счетчик в потребительской таре	1
В соответствии с КД на модификацию	Выносной дисплей (при наличии в комплекте со счетчиком)	1
АВЛГ.757461.001	Скоба для установки на опоре (поставляется только со счетчиками «Меркурий 208», «Меркурий 208»)	1
	Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков Меркурий» на магнитном носителе или CD-диске	1*
ФО 26.51.63.130-061-01-89558048-2018	Формуляр	1
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Руководство по эксплуатации	1*
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Методика поверки**	1*

Примечания

* Допускается по согласованию с потребителем размещение руководства по эксплуатации, методики поверки и программного обеспечения в электронном виде на сайте предприятия-изготовителя счетчика www.incotex.com.ru
 ** Поставляется по отдельному заказу организациям, производящим поверку и эксплуатацию счетчика

7 Гарантии изготовителя

Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие счетчика требованиям ГОСТ 31818.11, ГОСТ 31819.21, ГОСТ 31819.23 и ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 при соблюдении потребителем правил монтажа, эксплуатации, транспортирования и хранения, установленных указанными техническими условиями и иными нормативными документами.

Приобретение счетчика означает согласие лица или организации, приобретающей счетчик, с условиями эксплуатации и условиями предоставления гарантии.

Гарантийный срок хранения – 6 мес со дня изготовления счетчика. По истечении гарантийного срока хранения начинает использоваться гарантийный срок эксплуатации, независимо от того, введен счетчик в эксплуатацию или нет.

Гарантийный срок эксплуатации составляет 5 лет со дня ввода счетчика в эксплуатацию, но не более 5,5 лет со дня изготовления счетчика.

Гарантии предприятия-изготовителя ограничены только дефектами радиоэлементов, материалов, сборки и иными дефектами производственного характера и не распространяются на следующие случаи:

- наличие внешних повреждений, возникших не по вине изготовителя;
- нарушение, отсутствие или замена пломб счетчика;
- нарушение требований безопасности п.5;
- естественное старение и/или разрушение составных частей счетчика в результате нормального использования и воздействия окружающей среды;
- ущерб, причиненный в результате искусственного изменения данных в счетчике;
- ущерб, причиненный в результате ремонта, выполненного лицами и/или организациями, не имеющими официального разрешения на проведение ремонта от предприятия-изготовителя;
- расходы, связанные с монтажом/демонтажом, техническим обслуживанием, транспортировкой, потерей времени, оплатой штрафов, и иные материальные и нематериальные потери, связанные с невозможностью эксплуатации неисправного счетчика (в том числе и при наступлении гарантийного случая).

Адрес предприятия-изготовителя указан в гарантийном талоне (см. приложение А).

Страница 5 из 8

Особые отметки

Код производителя: А
 тарифное расписание "Москва"
 Время включения 1 тарифа – 07 ч. 00 мин.
 Время включения 2 тарифа – 23 ч. 00 мин.
 Адрес дисплея 00348F0F
 LoraWAN DevEUI 04979000102ED19C
 JoinEUI 0497900020000001
 AppKey F51BFF3EEBBD49B9843B04D92057B459

Свидетельство о приемке

Счетчик электрической энергии
 Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04
 Класс точности: 1/2
 Серийный №: 40816102
 Дата выпуска: 19.04.2021 г.



изготовлен и принят в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и признан годным для эксплуатации.

Свидетельство о поверке

Счетчик поверен и признан годным для эксплуатации.

Дата первичной поверки 26 АПР 2021
 Подпись поверителя [подпись]
 Печать поверителя [печать]
 М.П.

Свидетельство об упаковке

Счетчик упакован в соответствии с требованиями технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и конструкторской документацией.

Дата упаковки

М.П.



Страница 7 из 8

8 Сведения о движении счетчика при эксплуатации

Дата установки	Где установлен	Дата снятия	Наработка с начала эксплуатации	После последнего ремонта	Причина снятия	Подпись лица, проводившего установку (снятие)

9 Сведения об утилизации

Утилизации подлежат счетчики, выработавший ресурс и непригодный для дальнейшей эксплуатации (сгоревший, разбитый, значительно увлажненный и т.п.).

После передачи на утилизацию и разборки счетчика, детали конструкции, годные для дальнейшего употребления, не содержащие следов коррозии и механических воздействий, допускается использовать в качестве запасных частей.

Свинцовые пломбы подлежат сдаче в соответствующие пункты приема.

Остальные компоненты счетчика являются опасными отходами класса V, не содержащими вредных веществ, влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особых мер по защите при утилизации не требуется.

Детали корпуса счетчика сделаны из ABS-пластика и поликарбоната и допускают вторичную переработку.

Электронные компоненты, извлеченные из счетчика, дальнейшему использованию не подлежат.

Счетчик не содержит драгметаллов.

10 Поверка счетчика

Счетчик при выпуске из производства подвергается первичной поверке органами государственной метрологической службы или юридическими лицами, аккредитованными на право поверки. Поверка счетчика осуществляется в соответствии с методикой поверки РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018.

Межповерочный интервал – 16 лет.
 Действующему законодательству страны импортера, но не более 16 лет.

В процессе эксплуатации счетчик подвергается периодической и внеочередной поверке. После ремонта счетчик подлежит обязательной поверке.

Результаты периодических и внеочередных поверок заносятся в таблицу.

Дата поверки	Подпись и клеймо поверителя	Срок очередной поверки	Примечание

11 Учет неисправностей и рекламаций, сведения о ремонте и замене составных частей

Дата и время выхода счетчика из строя	Внешнее проявление неисправности	Вид, дата и номер рекламации	Установленная причина неисправности	Вид ремонта и принятые меры по исключению неисправности	Перечень замененных узлов, деталей, компонентов	Дата поверки после ремонта	Должность и подпись лиц, проводивших ремонт и принявших счетчик после поверки
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечание – По истечении гарантийного срока графу 3 не заполняют.

Страница 6 из 8

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(Обязательное)

Гарантийный талон на ремонт (замену) счетчика

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04
 Серийный № 40816102
 Дата изготовления: 19.04.2021 г.

Приобретен:

Нов. Тех. пр.

заполняется реализующей организацией

Введен в эксплуатацию:

16.08.2022

дата, подпись

Принят на гарантийное обслуживание ремонтным предприятием:

Выполнены работы по устранению неисправностей:

Крысанов К.В.

Подпись руководителя ремонтного предприятия:

М.П.

Адрес владельца счетчика (учреждения или лица):

г. Киселевск, ТП Кокушкин ул. РОЗОВАЯ-41

Выдается ремонтным предприятием в адрес предприятия-изготовителя счетчика.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код А):

Россия, г. Москва, 105484, 16-ая Парковая ул., д.26, корп.2,

ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotex.com.ru>.

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotex.com.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «МОССАР» (код В):

Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.

Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Отдел продаж: +7 (8452) 77-27-87

Страница 8 из 8

6 Комплектность

Обозначение	Наименование	Кол.
В соответствии с КД на модификацию	Счетчик в потребительской таре	1
В соответствии с КД на модификацию	Выносной дисплей (при наличии в комплекте со счетчиком)	1
АВЛГ.757461.001	Сюба для установки на опоре (поставляется только со счетчиками «Меркурий 208», «Меркурий 208»)	1
ФО 26.51.63.130-061-01-89558048-2018	Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков Меркурий» на магнитном носителе или CD-диске	1*
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Формуляр	1
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Руководство по эксплуатации	1*
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Методика поверки**	1*

7 Гарантии изготовителя

Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие счетчика требованиям ГОСТ 31818.11, ГОСТ 31819.21, ГОСТ 31819.23 и ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 при соблюдении потребителем правил монтажа, эксплуатации, транспортирования и хранения, установленных указанными техническими условиями и иными нормативными документами.

Приобретение счетчика означает согласие лица или организации, приобретающей счетчик, с условиями эксплуатации и условиями предоставления гарантии.

Гарантийный срок хранения – 6 мес со дня изготовления счетчика. По истечении гарантийного срока хранения не допускается использование гарантийный срок эксплуатации, независимо от того, введен счетчик в эксплуатацию или нет.

Гарантийный срок эксплуатации составляет 5 лет со дня ввода счетчика в эксплуатацию, но не более 5,5 лет со дня изготовления счетчика.

Гарантии предприятия-изготовителя ограничены только дефектами радиоэлементов, материалов, сборки и иными дефектами производственного характера и не распространяются на следующие случаи:

- наличие внешних повреждений, возникших не по вине изготовителя;
- нарушение, отсутствие или замена пломб счетчика;
- нарушение требований безопасности п.5;
- естественное старение и/или разрушение составных частей счетчика в результате нормального использования и воздействия окружающей среды;
- ущерб, причиненный в результате искусственного изменения данных в счетчике;
- ущерб, причиненный в результате ремонта, выполненного лицами и/или организациями, не имеющими официальное разрешение на проведение ремонта от предприятия-изготовителя;
- расходы, связанные с монтажом/демонтажом, техническим обслуживанием, транспортировкой, потерей времени, оплатой штрафов, и иные материальные и нематериальные потери, связанные с невозможностью эксплуатации неисправного счетчика (в том числе и при наступлении гарантийного случая).

Адрес предприятия-изготовителя указан в гарантийном талоне (см. приложение А).

Страница 5 из 8

Особые отметки

Код производителя: А

тарифное расписание "Москва"

Время включения 1 тарифа – 07 ч. 00 мин.

Время включения 2 тарифа – 23 ч. 00 мин.

Адрес дисплея 00349028

LoraWAN DevEUI 0497900010324061

JoinEUI 0497900020000001

AppKey 81A95F1C9E63472F87B4ECDB4FCE23CB

Свидетельство о приемке

Счетчик электрической энергии

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04

Класс точности: 1/2

Серийный №: 40816075

Дата выпуска: 19.04.2021 г.

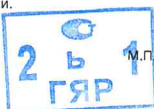
изготовлен и принят в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и признан годным для эксплуатации.

Свидетельство о поверке

Счетчик поверен и признан годным для эксплуатации.

Дата первичной поверки 26.07.2021

Печать поверителя



Подпись поверителя

ПОВЕРКА
ВЫПОЛНЕНА
Д. С. ДЕТРЕНКО

Свидетельство об упаковке

Счетчик упакован в соответствии с требованиями технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и конструкторской документации.

Дата упаковки

М.П.

200521

Страница 7 из 8

8 Сведения о движении счетчика при эксплуатации

Дата установки	Где установлен	Дата снятия	Наработка с начала эксплуатации	После последнего ремонта	Причина снятия	Подпись лица, проводившего установку (снятие)

9 Сведения об утилизации

Утилизации подлежит счетчик, выработавший ресурс и непригодный для дальнейшей эксплуатации (сгоревший, разбитый, значительно уязвленный и т.п.).

После передачи на утилизацию и разборки счетчика, детали конструкции, годные для дальнейшего использования, не содержащие следов коррозии и механических воздействий, допускается использовать в качестве запасных частей.

Свинцовые пломбы подлежат сдаче в соответствующие пункты приема. Остальные компоненты счетчика являются неопасными отходами класса V, не содержат веществ и компонентов, вредно влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особых мер по защите при утилизации не требуется.

Детали корпуса счетчика сделаны из ABS-пластика и поликарбоната и допускают вторичную переработку.

Электронные компоненты, извлеченные из счетчика, дальнейшему использованию не подлежат.

Счетчик не содержит драгметаллов.

10 Поверка счетчика

Счетчик при выпуске из производства подвергается первичной поверке органами государственной метрологической службы или юридическими лицами, аккредитованными на право поверки. Поверка счетчика осуществляется в соответствии с методикой поверки РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018.

Межповерочный интервал – 16 лет.

Межповерочный интервал для экспортируемых счетчиков устанавливается согласно действующему законодательству страны импортера, но не более 16 лет.

В процессе эксплуатации счетчик подвергается периодической и внеочередной поверке. После ремонта счетчик подлежит обязательной поверке.

Результаты периодических и внеочередных поверок заносятся в таблицу.

Дата поверки	Подпись и клеймо поверителя	Срок очередной поверки	Примечание

11 Учет неисправностей и рекламаций, сведения о ремонте и замене составных частей

Дата и время выхода счетчика из строя	Внешнее проявление неисправности	Вид, дата и номер рекламации	Установленная причина неисправности	Вид ремонта и принятые меры по исключению неисправности	Перечень замененных узлов, деталей, компонентов	Дата поверки после ремонта	Должность и подпись лиц, проводивших ремонт и принявших счетчик после поверки
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечание – По истечении гарантийного срока графу 3 не заполняют.

Страница 6 из 8

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(Обязательное)

Гарантийный талон

на ремонт (замену) счетчика

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04

Серийный № 40816075

Дата изготовления: 19.04.2021 г.

Приобретен:

15.09.2022

Введен в эксплуатацию:

нов. тех. пр.

Принят на гарантийное обслуживание ремонтным предприятием:

И. Киселевич; ул. Бережова 2-1

Выполнены работы по устранению неисправностей:

Конева Т. Н.

Подпись руководителя ремонтного предприятия:

М.П.

Адрес владельца счетчика (учреждения или лица):

Высылается ремонтным предприятием в адрес предприятия-изготовителя счетчика.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код А):

Россия, г. Москва, 105484, 16-ая Парковая ул., д. 26, корп. 2,

ООО «НПК «ИНКОТЕКС», http://www.incotexcom.ru.

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotexcom.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПФ «МОССАР» (код В):

Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.

Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Отдел продаж: +7 (8452) 77-27-87

Страница 8 из 8

6 Комплектность

Обозначение	Наименование	Кол.
В соответствии с КД на модификацию	Счетчик в потребительской таре	1
В соответствии с КД на модификацию	Выносной дисплей (при наличии в комплекте со счетчиком)	1
АВЛГ.757461.001	Скоба для установки на опоре (поставляется только со счетчиками «Меркурий 208», «Меркурий 208»)	1
	Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков Меркурий» на магнитном носителе или CD-диске	1*
ФО 26.51.63.130-061-01-89558048-2018	Формуляр	1
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Руководство по эксплуатации	1*
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Методика поверки**	1*

Примечания
 * Допускается по согласованию с потребителем размещение руководства по эксплуатации, методики поверки и программного обеспечения в электронном виде на сайте предприятия-изготовителя счетчика www.incotexcom.ru
 ** Поставляется по отдельному заказу организациям, производящим поверку и эксплуатацию счетчика

7 Гарантии изготовителя

Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие счетчика требованиям ГОСТ 31818.11, ГОСТ 31819.21, ГОСТ 31819.23 и ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 при соблюдении потребителем правил монтажа, эксплуатации, транспортирования и хранения, установленных указанными техническими условиями и иными нормативными документами.

Приобретение счетчика означает согласие лица или организации, приобретающей счетчик, с условиями эксплуатации и условиями предоставления гарантии.

Гарантийный срок хранения – 6 мес со дня изготовления счетчика. По истечении гарантийного срока хранения начинает использоваться гарантийный срок эксплуатации, независимо от того, введен счетчик в эксплуатацию или нет.

Гарантийный срок эксплуатации составляет 5 лет со дня ввода счетчика в эксплуатацию, но не более 5,5 лет со дня изготовления счетчика.

Гарантии предприятия-изготовителя ограничены только дефектами радиоэлементов, материалов, сборки и иными дефектами производственного характера и не распространяются на следующие случаи:

- наличие внешних повреждений, возникших не по вине изготовителя;
- нарушение, отсутствие или замена пломб счетчика;
- нарушение требований безопасности п.5;
- естественное старение и/или разрушение составных частей счетчика в результате нормального использования и воздействия окружающей среды;
- ущерб, причиненный в результате искусственного изменения данных в счетчике;
- ущерб, причиненный в результате ремонта, выполненного лицами и/или организациями, не имеющими официальное разрешение на проведение ремонта от предприятия-изготовителя;
- расходы, связанные с монтажом/демонтажом, техническим обслуживанием, транспортировкой, потерей времени, оплатой штрафов, и иные материальные и нематериальные потери, связанные с невозможностью эксплуатации неисправного счетчика (в том числе и при наступлении гарантийного случая).

Адрес предприятия-изготовителя указан в гарантийном талоне (см. приложение А).

Страница 5 из 8

Особые отметки

Код производителя: А
 тарифное расписание "Москва"
 Время включения 1 тарифа – 07 ч. 00 мин.
 Время включения 2 тарифа – 23 ч. 00 мин.
 Адрес дисплея 0034947А
 LoraWAN DevEUI 0497900010323BE7
 JoinEUI 0497900020000001
 AppKey A3D9F2872544B748CC258D09DC0C1AD

Свидетельство о приемке

Счетчик электрической энергии
 Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04
 Класс точности: 1/2
 Серийный №: 40816103
 Дата выпуска: 19.04.2021 г.



изготовлен и принят в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и признан годным для эксплуатации.

Свидетельство о поверке

Счетчик поверен и признан годным для эксплуатации.

Дата первичной поверки **ПОВЕРКА ВЫПОЛНЕНА**
 Подпись поверителя **ПЕТРЕНКО ДС**

Печать поверителя



27 АПР 2021

Свидетельство об упаковке

Счетчик упакован в соответствии с требованиями технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и конструкторской документации.

Дата упаковки

М.П.



200521

Страница 7 из 8

8 Сведения о движении счетчика при эксплуатации

Дата установки	Где установлен	Дата снятия	Наработка		Причина снятия	Подпись лица, проводившего установку (снятие)
			с начала эксплуатации	после последнего ремонта		

9 Сведения об утилизации

Утилизации подлежат счетчик, выработавший ресурс и непригодный для дальнейшей эксплуатации (сгоревший, разбитый, значительно увлажненный и т.п.).

После передачи на утилизацию и разборки счетчика, детали конструкции, годные для дальнейшего употребления, не содержащие следов коррозии и механических воздействий, допускается использовать в качестве запасных частей.

Свинцовые пломбы подлежат сдаче в соответствующие пункты приема. Остальные компоненты счетчика являются безопасными отходами класса V, не содержат веществ и компонентов, вредно влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особых мер по защите при утилизации не требуется.

Детали корпуса счетчика сделаны из ABS-пластика и поликарбоната и допускают вторичную переработку.

Электронные компоненты, извлеченные из счетчика, дальнейшему использованию не подлежат.

Счетчик не содержит драгметаллов.

10 Поверка счетчика

Счетчик при выпуске из производства подвергается первичной поверке органами государственной метрологической службы или юридическими лицами, аккредитованными на право поверки. Поверка счетчика осуществляется в соответствии с методикой поверки РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018.

Межповерочный интервал – 16 лет. Межповерочный интервал для экспортируемых счетчиков устанавливается согласно действующему законодательству страны импортера, но не более 16 лет.

В процессе эксплуатации счетчик подвергается периодической и внеочередной поверке. После ремонта счетчик подлежит обязательной поверке.

Результаты периодических и внеочередных поверок заносятся в таблицу.

Дата поверки	Подпись и клеймо поверителя	Срок очередной поверки	Примечание

11 Учет неисправностей и рекламаций, сведения о ремонте и замене составных частей

Дата и время выхода счетчика из строя	Внешнее проявление неисправности	Вид, дата и номер рекламации	Установленная причина неисправности	Вид ремонта и принятые меры по исключению неисправности	Перечень замененных узлов, деталей, компонентов	Дата поверки после ремонта	Должность и подпись лиц, проводивших ремонт и принявших счетчик после поверки
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечание – По истечении гарантийного срока графу 3 не заполняют.

Страница 6 из 8

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(Обязательное)

Гарантийный талон на ремонт (замену) счетчика

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04
 Серийный № 40816103
 Дата изготовления: 19.04.2021 г.

Приобретен: г. Александров
 заполняется реализующей организацией

Введен в эксплуатацию: ул. Кашатаковская-25
 дата, подпись

Принят на гарантийное обслуживание ремонтным предприятием:

Меркурий Н.В.
 Выполнены работы по устранению неисправностей:

Подпись руководителя ремонтного предприятия:

М.П.

Адрес владельца счетчика (учреждения или лица):

Высылается ремонтным предприятием в адрес предприятия-изготовителя счетчика.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код А):

Россия, г. Москва, 105484, 16-ая Парковая ул., д.26, корп.2,

ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotexcom.ru>,

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotexcom.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «МОССАР» (код В):

Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.

Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Отдел продаж: +7 (8452) 77-27-87

Страница 8 из 8

6 Комплектность

Обозначение	Наименование	Кол.
В соответствии с КД на модификацию	Счетчик в потребительской таре	1
В соответствии с КД на модификацию	Выносной дисплей (при наличии в комплекте со счетчиком)	1
АВЛГ.757461.001	Скоба для установки на опоре (поставляется только со счетчиками «Меркурий 208», «Mercury 208»)	1
	Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков Меркурий» на магнитном носителе или CD-диске	1*
ФО 26.51.63.130-061-01-89558048-2018	Формуляр	1
РЗ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Руководство по эксплуатации	1*
РЗ1 26.51.63.130-061-89558048-2018	Методика поверки**	1*

7 Гарантии изготовителя

Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие счетчика требованиям ГОСТ 31818.11, ГОСТ 31819.21, ГОСТ 31819.23 и ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 при соблюдении потребителем правил монтажа, эксплуатации, транспортирования и хранения, установленных указанными техническими условиями и иными нормативными документами.

Приобретение счетчика означает согласие лица или организации, приобретающей счетчик, с условиями эксплуатации и условиями предоставления гарантии.

Гарантийный срок хранения – 6 мес со дня изготовления счетчика. По истечении гарантийного срока хранения начинает использоваться гарантийный срок эксплуатации, независимо от того, введен счетчик в эксплуатацию или нет.

Гарантийный срок эксплуатации составляет 5 лет со дня ввода счетчика в эксплуатацию, но не более 5,5 лет со дня изготовления счетчика.

Гарантии предприятия-изготовителя ограничены только дефектами радиоэлементов, материалов, сборки и иными дефектами производственного характера и не распространяются на следующие случаи:

- наличие внешних повреждений, возникших не по вине изготовителя;
- нарушение, отсутствие или замена пломб счетчика;
- нарушение требований безопасности п.5;
- естественное старение и/или разрушение составных частей счетчика в результате нормального использования и воздействия окружающей среды;
- ущерб, причиненный в результате искусственного изменения данных в счетчике;
- ущерб, причиненный в результате ремонта, выполненного лицами и/или организациями, не имеющими официальное разрешение на проведение ремонта от предприятия-изготовителя;
- расходы, связанные с монтажом/демонтажом, техническим обслуживанием, транспортировкой, потерей времени, оплатой штрафов, и иные материальные и нематериальные потери, связанные с невозможностью эксплуатации неисправного счетчика (в том числе и при наступлении гарантийного случая).

Адрес предприятия-изготовителя указан в гарантийном талоне (см. приложение А).

8 Сведения о движении счетчика при эксплуатации

Дата установки	Где установлен	Дата снятия	Наработка		Причина снятия	Подпись лица, проводившего установку (снятие)
			с начала эксплуатации	после последнего ремонта		

9 Сведения об утилизации

Утилизации подлежит счетчик, выработавший ресурс и непригодный для дальнейшей эксплуатации (сгоревший, разбитый, значительно увлажненный и т.п.).

После передачи на утилизацию и разборки счетчика, детали конструкции, годные для дальнейшего употребления, не содержащие следов коррозии и механических воздействий, допускается использовать в качестве запасных частей.

Свинцовые пломбы подлежат сдаче в соответствующие пункты приема. Остальные компоненты счетчика являются опасными отходами класса V, не содержат веществ и компонентов, вредно влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особые меры по защите при утилизации не требуются.

Детали корпуса счетчика сделаны из ABS-пластика и поликарбоната и допускают вторичную переработку.

Электронные компоненты, извлеченные из счетчика, дальнейшему использованию не подлежат. Счетчик не содержит драгметаллов.

10 Поверка счетчика

Счетчик при выпуске из производства подвергается первичной поверке органами государственной метрологической службы или юридическими лицами, аккредитованными на право поверки. Поверка счетчика осуществляется в соответствии с методикой поверки РЗ1 26.51.63.130-061-89558048-2018.

Межповерочный интервал – 16 лет. Действующему законодательству страны импортера, но не более 16 лет.

В процессе эксплуатации счетчик подвергается периодической и внеочередной поверке. После ремонта счетчик подлежит обязательной поверке.

Результаты периодических и внеочередных поверок заносятся в таблицу.

Дата поверки	Подпись и клеймо поверителя	Срок очередной поверки	Примечание

11 Учет неисправностей и рекламаций, сведения о ремонте и замене составных частей

Дата и время выхода счетчика из строя	Внешнее проявление неисправности	Вид, дата и номер рекламации	Установленная причина неисправности	Вид ремонта и принятые меры по исключению неисправности	Перечень замененных узлов, деталей, компонентов	Дата поверки после ремонта	Должность и подпись лица, проводившего ремонт и принявшего счетчик после поверки
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечание – По истечении гарантийного срока графу 3 не заполняют.

Страница 5 из 8

Страница 6 из 8

Особые отметки

Код производителя: А

тарифное расписание "Москва"

Время включения 1 тарифа – 07 ч. 00 мин.

Время включения 2 тарифа – 23 ч. 00 мин.

Адрес дисплея 003495DC

LoraWAN DevEUI 0497900010323360

JoinEUI 0497900020000001

AppKey 30021E1F7FE248FDB2528B8A84BE926D

Свидетельство о приемке

Счетчик электрической энергии

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04

Класс точности: 1/2

Серийный №: 40816106

Дата выпуска: 19.04.2021 г.

изготовлен и принят в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и признан годным для эксплуатации.

Свидетельство о поверке

Счетчик поверен и признан годным для эксплуатации.

Дата первичной поверки 26.05.2021 Печать поверителя 2 в 1 М.П.

Подпись поверителя

Свидетельство об упаковке

Счетчик упакован в соответствии с требованиями технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и конструкторской документацией.

Дата упаковки

М.П.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(Обязательное)

Гарантийный талон

на ремонт (замену) счетчика

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04

Серийный № 40816106

Дата изготовления: 19.04.2021 г.

Приобретен: *Нов. тех. п.п.*

Введен в эксплуатацию: *06.05.2022*
заполняется реализующей организацией
дата, подпись

Принят на гарантийное обслуживание ремонтным предприятием:

8-905-947-2300

Выполнены работы по устранению неисправностей:

Подпись руководителя ремонтного предприятия:

Ефимов С. Н. М.П.

Адрес владельца счетчика (учреждения или лица):

п. Шахматисов, ул. Алехина-15

Высылается ремонтным предприятием в адрес предприятия-изготовителя счетчика.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код А):

Россия, г. Москва, 105484, 16-ая Парковая ул., д.26, корп.2,

ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotex.com.ru>.

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotex.com.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПФ «МОССАР» (код В):

Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.

Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Отдел продаж: +7 (8452) 77-27-87

Страница 7 из 8

Страница 8 из 8



Утвержден
ПС-ЛУ АВЛГ.467859.003
Версия 02.2019

ВЫНОСНОЙ ДИСПЛЕЙ «МЕРКУРИЙ 258», «MERCURY 258»,

ПАСПОРТ Часть 1 АВЛГ.467859.003 ПС

Сведения о подготовке к работе и использовании выносного дисплея приведены в Части 2 Паспорта АВЛГ.467859.003.

1 Основные сведения

Выносной дисплей (далее – дисплей) предназначен для применения совместно со счетчиками электроэнергии, выпускаемыми НПК «Инкотекс», в качестве удаленного (выносного) дисплея, подключаемого к счетчикам по радиоканалу, и выполняющего следующие основные функции:

- отображение показаний электроэнергии;
- отображение значений измеряемых параметров электрической сети;
- отображение диагностических параметров;
- управление встроенным в счетчик реле отключения нагрузки.

Дисплей не является средством измерения.

Дисплей предназначен для эксплуатации внутри помещений. Настройка совместной работы дисплея и счетчика осуществляется путем записи заводского номера дисплея в соответствующий параметр счетчика, дисплей не имеет параметров конфигурации.

Конструктивно дисплей состоит из пластикового корпуса с двумя кнопками, ЖКИ, установленными внутри элементов питания и печатной платы с радиоэлементами. Элементы питания могут быть заменены потребителем самостоятельно.

На лицевой панели дисплея нанесены серийный номер, дата изготовления, товарный знак предприятия-изготовителя. На задней панели дисплея нанесены серийный номер, дата изготовления.

Для удобства пользователя предусмотрен вариант крепления дисплея к стене. Дисплей имеет модификации, отличающиеся торговой маркой и интерфейсом связи со счетчиками. Модификации, доступные для выбора и заказа, размещены в прайс-листе на сайте предприятия-изготовителя.

Таблица 1 – Структура обозначения выносного дисплея

Меркурий 258	F0x
	F04 – радиоканал на базе технологии LoRaWAN
	F05 – радиоканал на базе собственной технологии НПК «Инкотекс»
	F06 – радиоканал на базе технологии Аура360
Торговая марка и модель	
Меркурий 258 – для продаж с русскоязычной торговой маркой	
Mercury 258 – для продаж с англоязычной торговой маркой	

В связи с постоянной работой предприятия-изготовителя над совершенствованием дисплея, в конструкцию и алгоритм работы дисплея могут быть внесены изменения, улучшающие его характеристики.

1

6 Гарантии изготовителя

Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие дисплея требованиям технических условий АВЛГ.467859.003 ТУ при соблюдении потребителем правил монтажа, эксплуатации, транспортировки и хранения.

Приобретение дисплея означает согласие лица или организации, приобретающей дисплей, с условиями эксплуатации и условиями предоставления гарантии.

Гарантийный срок эксплуатации дисплея 5 лет со дня ввода дисплея в эксплуатацию, но не более 5,5 лет со дня изготовления дисплея. Гарантийный срок не распространяется на элементы питания.

Гарантийный срок хранения 6 месяцев со дня изготовления. По истечении гарантийного срока хранения начинается гарантийный срок эксплуатации, независимо от того, введен дисплей в эксплуатацию или нет.

Гарантии предприятия-изготовителя ограничены только дефектами радиоэлементов, материалов, сборки и иными дефектами производственного характера и не распространяются на следующие случаи:

- наличие внешних повреждений, возникших не по вине изготовителя;
- естественное старение и/или разрушение составных частей в результате нормального использования и воздействия окружающей среды;
- ущерб, причиненный в результате ремонта, выполненного лицами и/или организациями, не имеющими официального разрешения на проведение ремонта от предприятия-изготовителя;
- расходы, связанные с монтажом/демонтажом, техническим обслуживанием, транспортировкой, потерей времени, оплатой штрафов, и иные материальные и нематериальные потери, связанные с невозможностью эксплуатации неисправного дисплея (в том числе и при наступлении гарантийного случая).

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код «А»):

Россия, г. Москва, 105484, 16-я Парковая ул., д.26, корп.2.

ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotex.com.ru>.

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotex.com.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПФ «МОССАР» (код «В»):

Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.

Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Отдел продаж: +7 (8452) 77-27-87

Свидетельство о приемке

Выносной дисплей "Меркурий 258 F04"

Серийный № 003495DC Дата впуск 19.04.2021 г.

изготовлен и принят в соответствии с требованиями технических условий АВЛГ.467859.003 ТУ и признан годным для эксплуатации.

Свидетельство об упаковке

Выносной дисплей упакован в соответствии с требованиями технических условий АВЛГ.467859.003 ТУ и конструкторской документацией.

Дата упаковки

М.П.

3

Дисплей изготавливается в ООО «НПК «ИНКОТЕКС» или в ООО «НПФ МОССАР», по заказу и технической документации ООО «НПК «ИНКОТЕКС».

2 Основные технические данные

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Параметр	Значение
Рабочий диапазон частот	ISM, от 868,7 до 869,2 МГц
Мощность передатчика	25 мВт
Рабочий диапазон температур, °C	от -10 до +50 °C
Относительная влажность воздуха (без конденсации влаги), не более %	95%
Атмосферное давление, кПа (мм. рт. ст.)	От 66 до 106,7 (от 460 до 800)
Количество и типоразмер элементов питания	2 шт. AAA/LR03
Допустимый тип элементов питания	Солесые или щелочные элементы, NiCd/NiMH аккумуляторы
Напряжение элементов питания, В	от 2,0 до 3,3
Средний потребляемый ток в спящем режиме, мкА	30
Средний потребляемый ток в рабочем режиме, мА	100
Габаритные размеры (высота, ширина, глубина), мм	150,5±1; 80±1; 19,5±1
Масса (без элементов питания), кг, не более	0,2
Степень защиты корпуса по ГОСТ 14254-2015	IP51
Средняя наработка на отказ, не менее, ч	150000
Средний срок службы, не менее, лет	20

3 Комплектность

Таблица 3 – Комплект поставки

Наименование	Обозначение	Количество
Выносной дисплей в потребительской таре	АВЛГ.467859.003	1 шт. *
Паспорт	АВЛГ.467859.003 ПС	1 экз.
Комплект элементов питания		1 шт.
Примечания		
*При совместной поставке со счетчиком допускается поставка дисплея в потребительской таре счетчика		

4 Транспортирование и хранение

Дисплей должен транспортироваться и храниться в соответствии с требованиями ГОСТ 22261-94:

- температура окружающего воздуха от -45 до +70 °C;
- относительная влажность воздуха 90% при температуре 30 °C.

5 Утилизация

Утилизации подлежит дисплей, выработавший ресурс и непригодный для дальнейшей эксплуатации (сгоревший, разбитый, значительно увлажненный и т.п.).

Элементы питания подлежат сдаче в соответствующие пункты приема. Остальные компоненты дисплея являются неопасными отходами класса V, не содержат веществ и компонентов, вредно влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особым мер по защите при утилизации не требуется.

Дисплей не содержит драгоценных металлов. Детали корпуса дисплея сделаны из ABS-пластика и поликарбоната и допускают вторичную переработку.

Электронные компоненты, извлеченные из дисплея, дальнейшему использованию не подлежат.

2

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

ГАРАНТИЙНЫЙ ТАЛОН

на ремонт (замену) выносного дисплея

«МЕРКУРИЙ 258», «MERCURY 258»

Меркурий 258 F04
Серийный № 003495DC
Дата изготовления: 19.04.2021 г.

Приобретен _____
записывается реагирующей организацией

Введен в эксплуатацию _____
дата, подпись

Принят на гарантийное обслуживание ремонтным предприятием _____

Выполнены работы по устранению неисправностей: _____

Подпись руководителя ремонтного предприятия: _____

М.П.

Адрес владельца счетчика (учреждения или лица): _____

Высылается ремонтным предприятием в адрес предприятия-изготовителя счетчика.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код «А»):

Россия, г. Москва, 105484, 16-я Парковая ул., д.26, корп.2.

ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotex.com.ru>.

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotex.com.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПФ «МОССАР» (код «В»):

Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.

Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Отдел продаж: +7 (8452) 77-27-87

4

6 Комплектность

Обозначение	Наименование	Кол.
В соответствии с КД на модификацию	Счетчик в потребительской таре	1
В соответствии с КД на модификацию	Выносной дисплей (при наличии в комплекте со счетчиком)	1
АВЛГ.757461.001	Скоба для установки на опоре (поставляется только со счетчиками «Меркурий 208», «Меркурий 208»)	1
	Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков Меркурий» на магнитном носителе или CD-диске	1*
ФО 26.51.63.130-061-01-89558048-2018	Формуляр	1
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Руководство по эксплуатации	1*
РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018	Методика поверки**	1*

7 Гарантии изготовителя

Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие счетчика требованиям ГОСТ 31818.11, ГОСТ 31819.21, ГОСТ 31819.23 и ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 при соблюдении потребителем правил монтажа, эксплуатации, транспортирования и хранения, установленных указанными техническими условиями и иными нормативными документами.

Приобретение счетчика означает согласие лица или организации, приобретающей счетчик, с условиями эксплуатации и условиями предоставления гарантии.

Гарантийный срок хранения — 6 мес со дня изготовления счетчика. По истечении гарантийного срока хранения начинает использоваться гарантийный срок эксплуатации, независимо от того, введен счетчик в эксплуатацию или нет.

Гарантийный срок эксплуатации составляет 5 лет со дня ввода счетчика в эксплуатацию, но не более 5,5 лет со дня изготовления счетчика.

Гарантии предприятия-изготовителя ограничены только дефектами радиоэлементов, материалов, сборки и иными дефектами производственного характера и не распространяются на следующие случаи:

- наличие внешних повреждений, возникших не по вине изготовителя;
- нарушение, отсутствие или замена пломб счетчика;
- нарушение требований безопасности п.5;
- естественное старение и/или разрушение составных частей счетчика в результате нормального использования и воздействия окружающей среды;
- ущерб, причиненный в результате искусственного изменения данных в счетчике;
- ущерб, причиненный в результате ремонта, выполненного лицами и/или организациями, не имеющими официальное разрешение на проведение ремонта от предприятия-изготовителя;
- расходы, связанные с монтажом/демонтажом, техническим обслуживанием, транспортировкой, потерей времени, оплатой штрафов, и иные материальные и нематериальные потери, связанные с невозможностью эксплуатации неисправного счетчика (в том числе и при наступлении гарантийного случая).

Адрес предприятия-изготовителя указан в гарантийном талоне (см. приложение А).

Страница 5 из 8

Особые отметки

Код производителя: А

тарифное расписание "Москва"

Время включения 1 тарифа — 07 ч. 00 мин.

Время включения 2 тарифа — 23 ч. 00 мин.

Адрес дисплея 003488DB

LoraWAN DevEUI 04979000103338DB

JoinEUI 04979000200000001

AppKey E063826E684C4ACEAB2AC10513308E28

Свидетельство о приемке

Счетчик электрической энергии

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04

Класс точности: 1/2

Серийный №: 40816098

Дата выпуска: 19.04.2021 г.



изготовлен и принят в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и признан годным для эксплуатации.

Свидетельство о поверке

Счетчик поверен и признан годным для эксплуатации.

Дата
первичной
поверки

ПОВЕРКА

Печать
поверителя

Подпись
поверителя

ВЫПОЛНЕНА

ПЕТРЕНКО ДС



26 АПР 2021

Свидетельство об упаковывании

Счетчик упакован в соответствии с требованиями технических условий ТУ 26.51.63.130-061-89558048-2018 и конструкторской документацией.

Дата упаковки

М.П.



200521

Страница 7 из 8

8 Сведения о движении счетчика при эксплуатации

Дата установки	Где установлен	Дата снятия	Наработка с начала эксплуатации после последнего ремонта	Причина снятия	Подпись лица, проводившего установку (снятие)

9 Сведения об утилизации

Утилизации подлежит счетчик, выработавший ресурс и непригодный для дальнейшей эксплуатации (сторевающий, разбитый, значительно увлажненный и т.п.).

После передачи на утилизацию и разборки счетчика, детали конструкции, годные для дальнейшего употребления, не содержащие следов коррозии и механических воздействий, допускается использовать в качестве запасных частей.

Свинцовые пломбы подлежат сдаче в соответствующие пункты приема.

Остальные компоненты счетчика являются неопасными отходами класса V, не содержат веществ и компонентов, вредно влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особых мер по защите при утилизации не требуется.

Детали корпуса счетчика сделаны из ABS-пластика и поликарбоната и допускают вторичную переработку.

Электронные компоненты, извлеченные из счетчика, дальнейшему использованию не подлежат.

Счетчик не содержит драгметаллов.

10 Поверка счетчика

Счетчик при выпуске из производства подвергается первичной поверке органами государственной метрологической службы или юридическими лицами, аккредитованными на право поверки. Поверка счетчика осуществляется в соответствии с методикой поверки РЭ 26.51.63.130-061-89558048-2018.

Межповерочный интервал — 16 лет.

Межповерочный интервал для экспортируемых счетчиков устанавливается согласно действующему законодательству страны импортера, но не более 16 лет.

В процессе эксплуатации счетчик подвергается периодической и внеочередной поверке. После ремонта счетчик подлежит обязательной поверке.

Результаты периодических и внеочередных поверок заносятся в таблицу.

Дата поверки	Подпись и клеймо поверителя	Срок очередной поверки	Примечание

11 Учет неисправностей и рекламаций, сведения о ремонте и замене составных частей

Дата и время выхода счетчика из строя	Внешнее проявление неисправности	Вид, дата и номер рекламации	Установленная причина неисправности	Вид ремонта и принятые меры по исключению неисправности	Перечень замененных узлов, деталей, компонентов	Дата поверки после ремонта	Должность и подпись лиц, проводивших ремонт и принявших счетчик после поверки
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечание — По истечении гарантийного срока графу 3 не заполняют.

Страница 6 из 8

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(Обязательное)

Гарантийный талон
на ремонт (замену) счетчика

Меркурий 208 ART2-02 DPOHWF04

Серийный № 40816098

Дата изготовления: 19.04.2021 г.

Приобретен:

Нов. тех. пр.

заполняется реализующей организацией

Введен в эксплуатацию:

27.04.2022

дата, подпись

Принят на гарантийное обслуживание ремонтным предприятием:

8-951-601-6811

Выполнены работы по устранению неисправностей:

Подпись руководителя ремонтного предприятия:

Временева Н.П. М.П.

Адрес владельца счетчика (учреждения или лица):

п. Александровская, ул. Киселевская

Высылается ремонтным предприятием в адрес предприятия-изготовителя счетчика.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код А):

Россия, г. Москва, 105484, 16-ая Парковая ул., д.26, корп.2,

ООО «НПК «ИНКОТЕКС», http://www.incotex.com.ru.

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotex.com.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПФ «МОССАР» (код В):

Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.

Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Отдел продаж: +7 (8452) 77-27-87

Страница 8 из 8



Утвержден
ПС-ЛУ АВЛГ.467859.003
Версия 02.2019

ВЫНОСНОЙ ДИСПЛЕЙ «МЕРКУРИЙ 258», «MERCURY 258»,

ПАСПОРТ Часть 1 АВЛГ.467859.003 ПС

Сведения о подготовке к работе и использовании выносного дисплея приведены в Части 2 Паспорта АВЛГ.467859.003.

1 Основные сведения

Выносной дисплей (далее – дисплей) предназначен для применения совместно со счетчиками электроэнергии, выпускаемыми НПК «Инкотекс», в качестве удаленного (выносного) дисплея, подключаемого к счетчикам по радиоканалу, и выполняющего следующие основные функции:

- отображение показаний электроэнергии;
- отображение значений измеряемых параметров электрической сети;
- отображение диагностических параметров;
- управление встроенным в счетчик реле отключения нагрузки.

Дисплей не является средством измерения.

Дисплей предназначен для эксплуатации внутри помещений.

Настройка совместной работы дисплея и счетчика осуществляется путем записи заводского номера дисплея в соответствующий параметр счетчика, дисплей не имеет параметров конфигурации.

Конструктивно дисплей состоит из пластикового корпуса с двумя кнопками, ЖКИ, установленными внутри элементами питания и печатной платы с радиоэлементами. Элементы питания могут быть заменены потребителем самостоятельно.

На лицевой панели дисплея нанесено его наименование и товарный знак предприятия-изготовителя. На задней панели дисплея нанесены серийный номер, дата изготовления.

Для удобства пользователя предусмотрен вариант крепления дисплея к стене.

Дисплей имеет модификации, отличающиеся торговой маркой и интерфейсом связи со счетчиками. Модификации, доступные для выбора и заказа, размещены в прайс-листе на сайте предприятия-изготовителя.

Таблица 1 – Структура обозначения выносного дисплея

Меркурий 258	F0x
	F04 – радиоканал на базе технологии LoRaWAN
	F05 – радиоканал на базе собственной технологии НПК «Инкотекс»
	F06 – радиоканал на базе технологии Aura360
Торговая марка и модель	
Меркурий 258 – для продаж с русскоязычной торговой маркой	
Mercury 258 – для продаж с англоязычной торговой маркой	

В связи с постоянной работой предприятия-изготовителя над совершенствованием дисплея, в конструкцию и алгоритм работы дисплея могут быть внесены изменения, улучшающие его характеристики.

6 Гарантии изготовителя

Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие дисплея требованиям технических условий АВЛГ.467859.003 ТУ при соблюдении потребителем правил монтажа, эксплуатации, транспортировки и хранения.

Приобретение дисплея означает согласие лица или организации, приобретающей дисплей, с условиями эксплуатации и условиями предоставления гарантии.

Гарантийный срок эксплуатации 5 лет со дня ввода дисплея в эксплуатацию, но не более 5,5 лет со дня изготовления дисплея. Гарантийный срок не распространяется на элементы питания.

Гарантийный срок хранения 6 месяцев со дня изготовления. По истечении гарантийного срока хранения начинается использование гарантийного срока эксплуатации, независимо от того, введен дисплей в эксплуатацию или нет.

Гарантии предприятия-изготовителя ограничены только дефектами радиоэлементов, материалов, сборки и иными дефектами производственного характера и не распространяются на следующие случаи:

- наличие внешних повреждений, возникших не по вине изготовителя;
- естественное старение и/или разрушение составных частей в результате нормального использования и воздействия окружающей среды;
- ущерб, причиненный в результате ремонта, выполненного лицами и/или организациями, не имеющими официальное разрешение на проведение ремонта от предприятия-изготовителя;
- расходы, связанные с монтажом/демонтажом, техническим обслуживанием, транспортировкой, потерей времени, оплатой штрафов, и иные материальные и нематериальные потери, связанные с невозможностью эксплуатации неисправного дисплея (в том числе и при наступлении гарантийного случая).

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код «А»):

Россия, г. Москва, 105484, 16-я Парковая ул., д. 26, корп. 2.

ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotexcom.ru>.

Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.

Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.

Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotexcom.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПФ «МОССАР» (код «В»):

Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.

Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39

Отдел продаж: +7 (8452) 77-27-87

Свидетельство о приемке

Выносной дисплей "Меркурий 258 F04"

Серийный № 003488DB Дата впуск 19.04.2021 г.

изготовлен и принят в соответствии с требованиями технических условий АВЛГ.467859.003 ТУ и признан годным для эксплуатации.

Свидетельство об упаковке

Выносной дисплей упакован в соответствии с требованиями технических условий АВЛГ.467859.003 ТУ и конструкторской документации.

Дата упаковки

М.П.

Дисплей изготавливается в ООО «НПК «ИНКОТЕКС» или в ООО «НПФ МОССАР», по заказу и технической документации ООО «НПК «ИНКОТЕКС».

2 Основные технические данные

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Параметр	Значение
Рабочий диапазон частот	ISM, от 868,7 до 869,2 МГц
Мощность передатчика	25 мВт
Рабочий диапазон температур, °C	от -10 до +50 °C
Относительная влажность воздуха (без конденсации влаги), не более %	95%
Атмосферное давление, кПа (мм. рт. ст.)	От 66 до 106,7 (от 460 до 800)
Количество и типоразмер элементов питания	2 шт. AAA/LR03
Допустимый тип элементов питания	Солесые или щелочные элементы, NiCd/NiMH аккумуляторы
Напряжение элементов питания, В	от 2,0 до 3,3
Средний потребляемый ток в спящем режиме, мкА	30
Средний потребляемый ток в рабочем режиме, мА	100
Габаритные размеры (высота; ширина; глубина), мм	150,5±1; 80±1; 19,5±1
Масса (без элементов питания), кг, не более	0,2
Степень защиты корпуса по ГОСТ 14254-2015	IP51
Средняя наработка на отказ, не менее, ч	150000
Средний срок службы, не менее, лет	20

3 Комплектность

Таблица 3 – Комплект поставки

Наименование	Обозначение	Количество
Выносной дисплей в потребительской таре	АВЛГ.467859.003	1 шт.*
Паспорт	АВЛГ.467859.003 ПС	1 экз.
Комплект элементов питания		1 шт.
Примечания		
*При совместной поставке со счетчиком допускается поставка дисплея в потребительской таре счетчика		

4 Транспортирование и хранение

Дисплей должен транспортироваться и храниться в соответствии с требованиями ГОСТ 22261-94:

- температура окружающего воздуха от -45 до +70 °C;
- относительная влажность воздуха 90% при температуре 30 °C.

5 Утилизация

Утилизация подлежит дисплей, выработавший ресурс и непригодный для дальнейшей эксплуатации (сгоревший, разбитый, значительно увлажненный и т.п.).

Элементы питания подлежат сдаче в соответствующие пункты приема.

Остальные компоненты дисплея являются неопасными отходами класса V, не содержат веществ и компонентов, вредно влияющих на окружающую среду и здоровье человека, поэтому особых мер по защите при утилизации не требуется.

Дисплей не содержит драгметаллов.

Детали корпуса дисплея сделаны из ABS-пластика и поликарбоната и допускают вторичную переработку.

Электронные компоненты, извлеченные из дисплея, дальнейшему использованию не подлежат.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

ГАРАНТИЙНЫЙ ТАЛОН

на ремонт (замену) выносного дисплея
«МЕРКУРИЙ 258», «MERCURY 258»

Меркурий 258 F04
Серийный № 003488DB
Дата изготовления: 19.04.2021 г.

Приобретен _____
заполняется реализующей организацией

Введен в эксплуатацию _____
дата, подпись

Принят на гарантийное обслуживание ремонтным предприятием _____

Выполнены работы по устранению неисправностей: _____

Подпись руководителя ремонтного предприятия: _____

М.П.

Адрес владельца счетчика (учреждения или лица): _____

Высылается ремонтным предприятием в адрес предприятия-изготовителя счетчика

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПК «ИНКОТЕКС» (код «А»):
Россия, г. Москва, 105484, 16-я Парковая ул., д. 26, корп. 2,
ООО «НПК «ИНКОТЕКС», <http://www.incotexcom.ru>.
Сервисный центр: +7 (495) 902-54-55, service@incotex.ru.
Отдел продаж: +7 (495) 780-77-42, sale@incotex.ru.
Тех. поддержка: +7 (831) 466-63-55, +7 (831) 466-89-48, mail@incotexcom.ru.

Адрес предприятия-изготовителя ООО «НПФ «МОССАР» (код «В»):
Россия, г. Маркс, 413090, Саратовская область, г. Маркс, пр. Ленина, д. 111.
Телефон/факс: +7 (8456) 75-54-39
Отдел продаж: +7 (8452) 77-27-87

**Протокол открытия доступа к заявкам на участие в конкурсе
№ 2417295**

Место публикации: 653047, Российская Федерация,
Кемеровская обл., г. Прокопьевск, Гайдара, дом
43/помещение 1П, ОКАТО: 32437000000

Дата публикации: 27.06.2022

1. Организатор закупки: ООО «ОЭСК».

Заказчик(и), заключающие договор: ООО «ОЭСК»

2. Контактное лицо: Мишенин Артем Евгеньевич, 83846693500, a.mishenin@elektroseti.com.
3. Наименование закупки: Конкурс на поставку прицепного измельчителя-дробилки с переработкой древесных отходов в щепу и мульчу для ООО «ОЭСК».
4. Номер лота: 1.
5. Наименование предмета договора: Конкурс на поставку прицепного измельчителя-дробилки с переработкой древесных отходов в щепу и мульчу для ООО «ОЭСК».
6. Сведения о сроке исполнения договора: .
7. Срок предоставления документации: с 10.06.2022 по 27.06.2022.
8. Дата начала подачи заявок: 10.06.2022.
9. Дата рассмотрения заявок: 27.06.2022.
10. Место рассмотрения заявок: 653047, Российская Федерация, Кемеровская обл., г. Прокопьевск, Гайдара, дом 43/помещение 1П, ОКАТО: 32437000000.
11. Классификация товаров, работ, услуг.

Код ОКПД 2	Код ОКВЭД 2	Количество (ед. измерения)
29.1 Средства автотранспортные	29.10 Производство автотранспортных средств	1 Штука(796)

12. Начальная (максимальная) цена договора: 2 050 000,00 (Российский рубль), с НДС

13. Состав комиссии.

Формирование и публикация протокола осуществлялась комиссией, правомочной на осуществление своей функции.

14. На момент окончания срока подачи заявок на участие в конкурсе было подано 3 заявки(ок):

Порядковый номер заявки	Дата и время подачи заявки	Наименование участника закупки
1	23.06.2022 15:08 (по МСК)	ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП"
2	23.06.2022 20:37 (по МСК)	ООО "АСТ"
3	24.06.2022 04:59 (по МСК)	ООО "КРАСНОЯРСКИЙ ЗАВОД МЕЛКОСЕРИЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ"

15. Протокол открытия доступа к заявкам на участие в конкурсе подписан всеми присутствующими на заседании членами комиссии.

РЕЗУЛЬТАТЫ ГОЛОСОВАНИЯ:





«За» 5 членов конкурсной комиссии.

«Против» 0 членов конкурсной комиссии.

«Воздержалось» 0 членов конкурсной комиссии.

«Отсутствует» 0 членов конкурсной комиссии.

ПОДПИСИ ЧЛЕНОВ закупочной КОМИССИИ:

	Фомичев А.А.		Мишенин А.Е.
	Щепина И.В.		Беззубцев В.В.
			Сбытова Л.А.

**Протокол рассмотрения и оценки заявок на участие в конкурсе
№ 2417295**

Место публикации: 653047, Российская Федерация,
Кемеровская обл., г. Прокопьевск, Гайдара, дом
43/помещение 1П, ОКАТО: 32437000000

Дата публикации: 27.06.2022

1. Организатор закупки: ООО «ОЭСК».

Заказчик(и), заключающие договор: ООО «ОЭСК»

2. Контактное лицо: Мишенин Артем Евгеньевич, 83846693500, a.mishenin@elektroseti.com.
3. Наименование закупки: Конкурс на поставку прицепного измельчителя-дробилки с переработкой древесных отходов в щепу и мульчу для ООО «ОЭСК».
4. Номер лота: 1.
5. Наименование предмета договора: Конкурс на поставку прицепного измельчителя-дробилки с переработкой древесных отходов в щепу и мульчу для ООО «ОЭСК».
6. Сведения о сроке исполнения договора: .
7. Срок предоставления документации: с 10.06.2022 по 27.06.2022.
8. Дата начала подачи заявок: 10.06.2022.
9. Дата рассмотрения заявок: 27.06.2022.
10. Место рассмотрения заявок: 653047, Российская Федерация, Кемеровская обл., г. Прокопьевск, Гайдара, дом 43/помещение 1П, ОКАТО: 32437000000.
11. Классификация товаров, работ, услуг.

Код ОКПД 2	Код ОКВЭД 2	Количество (ед. измерения)
29.1 Средства автотранспортные	29.10 Производство автотранспортных средств	1 Штука(796)

12. Начальная (максимальная) цена договора: 2 050 000,00 (Российский рубль), с НДС
13. Состав комиссии.Формирование и публикация протокола осуществлялась комиссией, правомочной на осуществление своей функции.
14. На момент окончания срока подачи заявок на участие в конкурсе было подано 3 заявки(ок):

Порядковый номер заявки	Дата и время подачи заявки	Наименование участника закупки
1	23.06.2022 15:08 (по МСК)	ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП"
3	24.06.2022 04:59 (по МСК)	ООО "КРАСНОЯРСКИЙ ЗАВОД МЕЛКОСЕРИЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ"
2	23.06.2022 20:37 (по МСК)	ООО "АСТ"

15. Комиссия рассмотрела заявки, поданные на участие в закупке, и приняла решение:

Порядковый номер заявки	Решение о соответствии или несоответствии заявки на участие требованиям	Обоснование решения
1	Соответствует требованиям	
3	Соответствует требованиям	
2	Не соответствует требованиям	Несоответствие заявки участника закупки требованиям документации закупки

16. Сведения об оценке заявок, поданных на участие в закупке, и присвоенных итоговых баллах:

Порядковый номер заявки	Наименование участника закупки	Итоговый балл	Результат
1	ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП"		Не определено
3	ООО "КРАСНОЯРСКИЙ ЗАВОД МЕЛКОСЕРИЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ"		Не определено

17. Протокол рассмотрения и оценки заявок на участие в конкурсе подписан всеми присутствующими на заседании членами комиссии.

РЕЗУЛЬТАТЫ ГОЛОСОВАНИЯ:

«За» 4 членов конкурсной комиссии.

«Против» 0 членов конкурсной комиссии.

«Воздержалось» 0 членов конкурсной комиссии.

«Отсутствует» 1 членов конкурсной комиссии.

ПОДПИСИ ЧЛЕНОВ закупочной КОМИССИИ:

Фомичев А.А.



Щепина И.В.





Мишенин А.Е.

Беззубцев В.В.

Сбытова Л.А.

**Протокол подведения итогов конкурса
№ 2417295**

Место публикации: 653047, Российская Федерация,
Кемеровская обл., г. Прокопьевск, Гайдара, дом
43/помещение 1П, ОКАТО: 32437000000

Дата публикации: 27.06.2022

1. Организатор закупки: ООО «ОЭСК».

Заказчик(и), заключающие договор: ООО «ОЭСК»

2. Контактное лицо: Мишенин Артем Евгеньевич, 83846693500, a.mishenin@elektroseti.com.
3. Наименование закупки: Конкурс на поставку прицепного измельчителя-дробилки с переработкой древесных отходов в щепу и мульчу для ООО «ОЭСК».
4. Номер лота: 1.
5. Наименование предмета договора: Конкурс на поставку прицепного измельчителя-дробилки с переработкой древесных отходов в щепу и мульчу для ООО «ОЭСК».
6. Сведения о сроке исполнения договора: .
7. Срок предоставления документации: с 10.06.2022 по 27.06.2022.
8. Дата начала подачи заявок: 10.06.2022.
9. Дата рассмотрения заявок: 27.06.2022.
10. Место рассмотрения заявок: 653047, Российская Федерация, Кемеровская обл., г. Прокопьевск, Гайдара, дом 43/помещение 1П, ОКАТО: 32437000000.
11. Классификация товаров, работ, услуг.

Код ОКПД 2	Код ОКВЭД 2	Количество (ед. измерения)
29.1 Средства автотранспортные	29.10 Производство автотранспортных средств	1 Штука(796)

12. Начальная (максимальная) цена договора: 2 050 000,00 (Российский рубль), с НДС
13. Состав комиссии. Формирование и публикация протокола осуществлялась комиссией, правомочной на осуществление своей функции.
14. Сведения об оценке заявок, поданных на участие в закупке, и присвоенных итоговых позициях:

№ п/п	Наименование участника закупки	Итоговый балл	Лучшее ценовое предложение	Итоговая позиция	Результат
1	ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП"	64,7	1 750 000,00 руб., с НДС	1	Победитель
3	ООО "КРАСНОЯРСКИЙ ЗАВОД МЕЛКОСЕРИЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ"	52,4	2 000 000,00 руб., с НДС	2	Второе место

15. Протокол подведения итогов конкурса подписан всеми присутствующими на заседании членами комиссии.

Признать предложение ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП", ООО "КРАСНОЯРСКИЙ ЗАВОД МЕЛКОСЕРИЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ", соответствующим условиям конкурсной документации.

Принять к сведению и одобрить отчет об оценке Предложений. Признать Победителем ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП", занявшего первое место, набравшего 64,7 баллов оценки на поставку прицепного измельчителя-дробилки с переработкой древесных отходов в щепу и мульчу для ООО «ОЭСК» в количестве 1 шт., на сумму 1 750 000,00 руб., с учетом НДС 20%.

РЕЗУЛЬТАТЫ ГОЛОСОВАНИЯ:






«За» 4 членов конкурсной комиссии.

«Против» 0 членов конкурсной комиссии.

«Воздержалось» 0 членов конкурсной комиссии.

«Отсутствует» 1 членов конкурсной комиссии.

ПОДПИСИ ЧЛЕНОВ закупочной КОМИССИИ:

	Фомичев А.А.		Мишенин А.Е.
	Щепина И.В.		Безубцев В.В.
			Сбытова Л.А.

ДОГОВОР ПОСТАВКИ № 53/2022

г. Прокопьевск

«08» июля 2022 г.

ООО «ОЭСК», именуемая в дальнейшем «Заказчик», в лице Генерального директора Фомичева Александра Анатольевича действующего на основании Устава, с одной стороны и ООО «ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП» именуемое в дальнейшем «Поставщик» в лице Мигранова Марата Римовича действующего на основании Устава с другой стороны, заключили настоящий договор о нижеследующем.

1. Предмет договора

1.1 Поставщик обязуется поставить Товар, а Заказчик – принять и оплатить Товар согласно спецификации к договору № 53/2022 от «08» июля 2022 г, которая является неотъемлемой частью настоящего договора.

1.1. Спецификация к настоящему договору является его неотъемлемой частью и содержит следующие данные: наименование товара, количество товара, срок (период) поставки, форма доставки товара, срок, порядок и форму оплаты, а также иные необходимые данные.

2. Сумма договора и условия оплаты

2.1. Сумма договора составляет **1 750 000 (Один миллион семьсот пятьдесят тысяч) рублей 00 копеек**, в том числе НДС 291 666 руб.67 коп.

2.2. Заказчик производит оплату продукции безналичным платежом, согласно срокам и условиям, оговоренным в техническом задании выставляемых счетах на оплату.

3. Условия поставки и передачи продукции

3.1. Передача продукции Заказчику осуществляется на основании и в сроки, указанные в техническом задании.

3.2. Приемка Товара производится Заказчиком по количеству, качеству и ассортименту. После завершения приемки товара Заказчик подписывает соответствующие документы (накладную, счет-фактуру и т.д.), которые являются неотъемлемой частью настоящего Договора.

3.3. Доставка Товара до склада Покупателя осуществляется за счет Поставщика.

4. Качество продукции и гарантийные обязательства

4.1. Продукция должна быть выпущена не позднее 2022 года на момент отгрузки. К каждой единице продукции должен быть приложен паспорт, инструкция по эксплуатации (на партию), копия сертификата/декларации соответствия (на партию). Вся документация прилагается на русском языке.

4.2. Поставщик несет ответственность за скрытые дефекты единицы продукции в течение указанного в технической документации гарантийного срока с момента передачи продукции Заказчику, а если гарантийный срок не указан, то в течение 60 месяцев.

4.3. Поставщик в течение гарантийного срока обязан, по требованию Заказчика, за свой счет устранить недостатки продукции, либо заменить её продукцией надлежащего качества, если будет установлено, что недостатки являются производственными дефектами. В случае невыполнения этих условий, Поставщик обязан принять от Заказчика возвращенную некачественную продукцию с оплатой её стоимости. Возвращаемая продукция должна быть полностью комплектной, иметь паспорт и инструкции по эксплуатации.

5. Имущественная ответственность

5.1. В случае несоблюдения условий настоящего договора, стороны несут ответственность согласно действующему Российскому законодательству.

5.2. Право собственности на приобретаемую продукцию переходит в момент передачи продукции от транспортной компании к Заказчику, либо от Поставщика к Заказчику.

5.3. В случае просрочки поставки товара, Поставщик уплачивает Покупателю пени в размере 0,1%

(одна десятая процента) от стоимости не поставленного товара за каждый день просрочки, но не более 10% от стоимости не поставленного товара.

5.4. В случае просрочки оплаты товара, Заказчик уплачивает Поставщику пени в размере 0,1% (одна десятая процента) от суммы неоплаченного Заказа за каждый день просрочки, но не более 10% от стоимости неоплаченного товара.

6. Рассмотрение споров

6.1. Все споры и разногласия, которые могут возникнуть при выполнении настоящего договора разрешаются, по возможности, путем переговоров между сторонами.

6.2. В случае если Стороны не смогут прийти к соглашению в результате переговоров, то все споры и разногласия, возникшие из настоящего Договора или в связи с ним, в том числе касающиеся его выполнения, нарушения, прекращения или действительности, подлежат разрешению в соответствии с действующим законодательством.

7. Заверения и гарантии

7.1 Каждая из сторон заверяет, что на момент заключения настоящего договора:

- она является юридическим лицом, надлежащим образом созданным и действующим в соответствии с законодательством страны ее места нахождения, и обладает необходимой правоспособностью для заключения и исполнения Договора;

- у нее не отозвана (не аннулирована) лицензия, необходимая для заключения и исполнения настоящего договора, срок действия лицензии не истек, либо хозяйственная деятельность, осуществляемая стороной, не подлежит лицензированию;

- она получила и имеет все полномочия, разрешения, одобрения, а так же ей соблюдены все процедуры, необходимые по законодательству страны ее места нахождения для принятия и исполнения ею обязательств, вытекающих из настоящего Договора;

- заключение настоящего Договора не нарушает никаких положений и норм ее учредительных документов или действующего законодательства, правил или распоряжений, которые относятся к ней, ее правам и обязательствам перед третьими лицами;

- в отношении нее не возбуждено производство по делу о банкротстве и не ведена ни одна из процедур, применяемых в деле о банкротстве в соответствии с действующим законодательством, а также не предпринималось и не планируется совершение корпоративных действий, связанных, либо направленных, на инициировании процедуры банкротства;

- полномочия лица на совершение настоящего Договора не ограничены учредительными документами, локальными нормативно-правовыми актами Стороны или иными регулирующими ее деятельность документами по сравнению с тем, как они определены в доверенности, в законе либо как они могут считаться очевидными из обстановки, в которой совершается настоящий договор, и при его совершении такое лицо не вышло за пределы этих ограничений и не действовало в ущерб интересам представляемой Стороны;

- заключение Стороной настоящего договора не повлечет нарушения ей каких либо обязательств перед третьим лицом и не даст оснований третьему лицу предъявлять к ней какие-либо требования в связи с таким нарушением;

- отсутствуют какие-либо соглашения, инструменты, договоренности, решения суда или иные ограничения, запрещающие или делающие невозможным для сторон заключение настоящего Договора и исполнение установленных им обязательств;

- обязательства, установленные в настоящем договоре, являются для сторон действительными, законными и обязательными для исполнения, а в случае неисполнения могут быть исполнены в принудительном порядке;

- вся информация и документы, предоставленные ей другой стороне в связи с заключением Договора, являются достоверными, и она не скрывает обязательств, которые могли бы, при их обнаружении, негативно повлиять на решение другой Стороны, касающееся заключения настоящего договора.

7.2 Стороны в порядке статьи 431.2 ГК РФ заверяют друг друга в том, что они являются добросовестными налогоплательщиками и исполняют свои налоговые обязательства перед бюджетом в полном объеме, при этом не используют никаких схем для уклонения от уплаты налогов, не являются фирмами-однодневками, не вступают в хозяйственно-договорные отношения с фирмами-однодневками.

В случае недостоверности данных заверений, Стороны несут ответственность в порядке статьи 431.2 ГК РФ.

Поставщик в силу статьи 406.1 ГК РФ обязуется возместить имущественные потери Заказчика, возникшие в случае наступления любого из следующих обстоятельств:

- доначисление Заказчику налога на добавленную стоимость (далее – НДС), начисление пени по НДС, привлечение к ответственности в виде штрафа по НДС и/или отказа в возмещении НДС из бюджета по причине исключения налоговым органом налоговых вычетов по НДС, исчисленных (полученных) Заказчиком в результате исполнения договора, заключенного с Поставщиком;

- доначисление Заказчику налога на прибыль, начисление пени по налогу на прибыль, привлечение к ответственности в виде штрафа по налогу на прибыль по причине исключения налоговым органом расходов, понесенных Заказчиком в результате исполнения данного договора поставки.

Условия настоящего пункта применяются в случае, если указанные выше обстоятельства возникли в связи с недобросовестным поведением Поставщика и/или нарушений им требований действующего законодательства РФ (непредставление Поставщиком отчетности в налоговые органы; признание налоговыми органами Поставщика «фирмой-однодневкой»; отсутствие результатов встречной налоговой проверки Поставщика и т.д.).

Размер имущественных потерь определяется как общая сумма, состоящая из суммы НДС и/или налога на прибыль, доначисленных Заказчику, суммы пени, штрафа по НДС и/или по налогу на прибыль, начисленных Заказчику, либо как сумма НДС, в возмещении которой Заказчику отказано по основаниям, указанным в данном пункте настоящего договора.

Размер имущественных потерь определяется на дату вступления в силу решений налогового органа о привлечении к налоговой ответственности и/или решения об отказе в возмещении налога из бюджета.

Обязанность по возмещению имущественных потерь возникает у Поставщика в момент вступления в силу указанных решений налогового органа. Возмещение имущественных потерь осуществляется по письменному требованию Заказчика. Поставщик обязан в течение 10 календарных дней с даты получения требования уплатить сумму возмещения потерь Покупателю в полном объеме.

7.3 Если какое-либо из вышеуказанного в пунктах заверений оказалось изначально недействительным или стало недействительным в течение срока действия настоящего Договора, то другая сторона («Не нарушившая сторона») имеет право расторгнуть Договор в одностороннем внесудебном порядке и потребовать от «Нарушившей стороны» возмещения убытков, вызванных таким расторжением. Стороны признают, что при заключении настоящего Договора они полагались на заверения и гарантии, содержащиеся в пунктах 7.1. и 7.2. настоящего раздела, достоверность которых имеет существенное значение для Сторон».

8. Форс-мажор

8.1. Стороны могут быть освобождены от ответственности в случаях возникновения обстоятельств непреодолимой силы, препятствующих исполнению Договора.

8.2. Сторона, которая подверглась воздействию непреодолимой силы, должна в течение 5 дней уведомить другую сторону о наступлении, характере и возможном сроке действия непреодолимой силы или же других обстоятельств, которые препятствуют исполнению стороной обязательств по договору, с приложением соответствующих подтверждающих документов компетентных органов.

8.3. Во время действия непреодолимой силы и других обстоятельств, которые освобождают от ответственности, исполнение обязательств стороной приостанавливается, санкции за неисполнение договорных обязательств не применяются.

9. Срок действия договора

9.1. Договор вступает в силу с момента его подписания и действует до 10 августа 2022 г.

10. Прочие условия

10.1. Договор составлен в двух экземплярах, имеющих равную юридическую силу.

10.2. Документы, являющиеся частью договора, переданные посредством факсимильной связи или электронной почты, имеют юридическую силу и принимаются сторонами как оригиналы, при условии обязательной отправки оригиналов документов контрагенту в течение 10 дней с момента их передачи по факсу. В случае неполучения оригиналов документов в разумный срок, Сторона,

адрес которой направлены документы, имеет право приостановить выполнение договора до получения соответствующих оригиналов документов.

10.3. Стороны обязаны сообщать друг другу об изменении своих реквизитов в двухдневный срок.

11. Юридические адреса и реквизиты сторон:

ПОСТАВЩИК:	ЗАКАЗЧИК:
<p>ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП"</p> <p>Юридический и почтовый адрес: 450099, Республика БАШКОРТОСТАН, г. УФА, ул. БАЗИТА БИКБАЯ, д. 14, кв. 41.</p> <p>ИНН 0276962164/КПП 027601001</p> <p>ОГРН 1210200025672</p> <p>ОКПО 60008634</p> <p>ОГРН 1210200025672 04.05.2021 г.</p> <p>Банк Филиал Нижегородский АО «АЛЬФА-БАНК»</p> <p>р/с 40702810529770000806 БИК: 042202824</p> <p>к/с 30101810200000000824</p>	<p>ООО «ОЭСК»</p> <p>Юридический и почтовый адрес: 653053, Кемеровская область - Кузбасс, город Прокопьевск, ул. Гайдара, д. 43, помещение 1п</p> <p>ИНН 4223052779</p> <p>КПП 422301001</p> <p>ОГРН 1094223000519 05.02.2009 г.</p> <p>Банк «Левобережный» (ПАО)</p> <p>р/с: 40702810509590000018</p> <p>БИК: 045004850</p> <p>к/с: 30101810100000000850</p>
<p>ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП"</p> <p>Директор</p> <p></p> <p>М.П. <u>Исмаилов М.Р.</u></p>	<p>ООО «ОЭСК»</p> <p>Генеральный директор</p> <p></p> <p>М.П. <u>Фомичев А.А.</u></p> <p>Для договоров</p>

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ОЭСК» (ООО «ОЭСК»)

Спецификация к договору № 53/2022 от «08» июля 2022 г.

Утверждаю:

Генеральный директор

«ОЭСК»

А. Фомичев

«08» июля 2022 г.



Спецификация

на поставку прицепного Измельчителя дерева GreenПИНГ Д600 на автомобильном прицепе
с переработкой древесных отходов в щепу и мульчу для ООО «ОЭСК»

1. Наименование и перечень видов поставляемого товара:

№ п.п.	Показатели	Технические требования к приобретаемому оборудованию
1	Двигатель, тип	Бензиновый
2	Мощность, кВт	28
3	Мощность, л.с.	37
4	Габариты (ДхШхВ), мм	3500х1500х2200
5	Емкость топливного бака, литр	15
6	Емкость масляного бака, литр	3
7	Тип корпуса	Сталь
8	Производительность, м³/ч	9
9	Диаметр режущих дисков, мм	600
10	Тип топлива	Бензин
11	Диаметр измельчаемых веток, мм	150
12	Количество дробящих ножей, шт.	2
13	Тип запуска	Электрозапуск
14	Расход топлива, л/ч	6
15	Вес, кг	600
16	База	Одноосный прицеп с тормозной системой
Особенности:		
17	Счетчик моточасов	да
18	Индикатор зарядки аккумулятора	да
19	Система аварийного отключения двигателя	да
20	Привод измельчающего элемента	ременной
21	Количество подающих валиков, шт	2

22	Привод подающего устройства	гидростатический
23	Скорость подачи, м/мин	15
24	Производительность, м/час	8
25	Угол поворота измельчителя, град	360

2. Место поставки товара: Кемеровская область, г. Киселевск, ул. Боевая, 27а.

3. Сроки (периоды) поставки товара: Поставщик осуществляет доставку товара (оборудования) за свой счет, и несет все гарантийные обязательства во время доставки данного товара (оборудования) до пункта назначения Заказчика.

5. Товар должен быть поставлен в течении 30 календарных дней со дня заключения договора

Условия оплаты продукции: - После поставки товара до пункта Заказчика, подписания актов сдачи-приемки между «Поставщиком» и «Заказчиком», «Заказчик» производит расчет в размере 100% после выставления счета оплаты «Поставщиком» в течение 5 календарных дней.

6. Требования к выполнению поставки.

6.1. В коммерческом предложении указана цена за одну единицу, согласно наименованию и перечня видов поставляемого товара спецификации к договору.

6.2. Требования к применению нормативно-технической документации:

- Продукция удовлетворяет требованиям действующих ГОСТ, Государственных стандартов России (ГОСТ Р), технических условий и других нормативов по стандартизации, действующих на территории Российской Федерации и имеет документ о качестве (паспорт, сертификат происхождения, протокол испытаний и т.п.), содержащий сведения о фактических показателях качества, нормируемых этими документами.

- Продукция, к которой предъявляются требования по безопасности, в обязательном порядке имеет сертификат соответствия системы сертификации ГОСТ Р.

6.3. Требования к организации поставки:

- Поставляемая продукция на день поставки, изготовлена 07. 2022 года.

- С продукцией поставляются в полном объеме паспорта, сертификаты и иная необходимая для эксплуатации документация на русском языке на бумажном носителе.

- Продукция поставляется вместе с комплектом товаросопроводительной документации и маркирована и определяется в прилагаемых к нему сертификатах, в соответствии с нормативной документацией.

- Участник гарантирует качество поставляемой продукции и соответствие качеству продукции, изготовленной заводом-изготовителем.

- Гарантийный срок продукции составляет 12 месяцев с даты производства продукции.

- Поставляемая продукция отгружается в упаковке (таре), обеспечивающей сохранность груза при транспортировке, возможность безопасной разгрузки, исключающей перемещение груза при перевозке, воздействие атмосферных осадков.

6.4. Особые условия:

- Поставка осуществляется после подписания договора транспортом поставщика.

- Поставщик обязан предварительно (за 2-3 дня) уведомить Заказчика о прибытии продукции на склад Заказчика.

- Паспорта, сертификаты и иная необходимая для эксплуатации документация на русском языке на бумажном носителе поставляется вместе с продукцией.

Приложение к договору поставки ДОГОВОР ПОСТАВКИ № 53/2022 «08» июля 2022 г.

г. Уфа.

08.08.2022 г.

ООО «ОЭСК», именуемая в дальнейшем «Заказчик», в лице Генерального директора Фомичева Александра Анатольевича действующего на основании Устава, с одной стороны и ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП" именуемое в дальнейшем «Поставщик» в лице Мигранова Марата Риемовича действующего на основании Устава с другой стороны, заключили настоящий договор о нижеследующем.

1.1. Продавец обязуется передать в собственность Покупателю, а Покупатель обязуется принять и оплатить в соответствии с условиями настоящего договора один прицеп

Идентификационный номер (VIN)	EA5718412N0000026
Марка, модель ТС	УЗМК 718412
Наименование (тип т/с)	Прицеп к легковому автомобилю
Год выпуска	2022
Кузов №	EA5718412N0000026
Двигатель №	отсутствует
Шасси №	отсутствует
Рама №	отсутствует
Цвет кузова	черный

1.2 Право собственности на прицеп переходит от Продавца к Покупателю с момента подписания сторонами настоящего договора.

3. Порядок передачи товара.

3.1. Транспортное средство, отчуждаемое по настоящему договору, принадлежит Продавцу на праве собственности.

3.2. Передача прицепа производится по адресу: РБ г. Уфа, ул. УФА ул. Баязита Бикбая 14

3.3. Продавец обязуется передать вместе прицепом следующие документы:

- договор купли-продажи;
- ЭПТС 164301048051767 выдан: 13.07.2022 ИП Абдулов Ильдар Сагитович
- акт приема-передачи

Техническое исполнение и комплектность соответствует одобрению типа ТС RU E-RU.MT35.00331P1

4. Ответственность сторон

- 4.1. Стороны руководствуются действующим законодательством РФ
 4.2. Договор составлен в 3-х экземплярах, один из которых находится у Продавца, два экземпляра — у Покупателя.

5. Адреса, банковские реквизиты и подписи сторон

«Поставщик»	«заказчик»
<p>ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП" Юридический и почтовый адрес: 450099, РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН, г. УФА, УЛ БАЯЗИТА БИКБАЯ, Д. 14, КВ. 41. ИНН 0276962164/КПП 027601001 ОГРН 1210200025672 ОКПО 60008634 ОГРН 1210200025672 04.05.2021 г. Банк Филiaal Нижегородский АО «АЛЬФА-БАНК» р/с 40702810529770000806 БИК: 042202824 к/с 30101810200000000824</p>	<p>ООО «ОЭСК» Юридический и почтовый адрес: 653053, Кемеровская область - Кузбасс, город Прокопьевск, ул. Гайдара, д. 43, помещение 1п ИНН 4223052779 КПП 422301001 ОГРН 10942230009519 05.02.2009 г. Банк «Левобережный» (ПАО) р/с: 40702810509590000018 БИК: 045004850 к/с: 30101810100000000850</p>
<p>ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП" Директор  Гранов М.Р.</p> 	<p>ООО «ОЭСК» Генеральный директор  Фомичев А.А.</p> 

АКТ ПРИЕМА-ПЕРЕДАЧИ

г.Уфа

06.06.2022 г.

ООО «ОЭСК», именуемая в дальнейшем «Заказчик», в лице Генерального директора Фомичева Александра Анатольевича действующего на основании Устава, с одной стороны и ООО "ПРО-МИНЖЕНЕРГРУПП" именуемое в дальнейшем «Поставщик» в лице Мигранова Марата Римовича действующего на основании Устава с другой стороны, заключили настоящий договор о нижеследующем.

Поставщик передает, а Заказчик принимает товар в следующем ассортименте и количестве

№ п/п	Наименование	Модель	Идентификационный номер (VIN)	Номер кузова	Цвет	Количество (шт.)
1	Прицеп	718412	EA5718412N0000026	EA5718412N0000026	Черный	1

«Поставщик»	«заказчик»
<p>ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП" Юридический и почтовый адрес: 450099, РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН, г. УФА, УЛ БАЯЗИТА БИКБАЯ, Д. 14, КВ. 41. ИНН 0276962164/КПП 027601001 ОГРН 1210200025672 ОКПО 60008634 ОГРН 1210200025672 04.05.2021 г. Банк Филиал Нижегородский АО «АЛЬФА-БАНК» р/с 40702810529770000806 БИК: 042202824 к/с 30101810200000000824</p>	<p>ООО «ОЭСК» Юридический и почтовый адрес: 653053, Кемеровская область - Кузбасс, город Прокопьевск, ул. Гайдара, д. 43, помещение 1п ИНН 4223052779 КПП 422301001 ОГРН 1094223000519 05.02.2009 г. Банк «Левобережный» (ПАО) р/с: 40702810509590000018 БИК: 045004850 к/с: 30101810100000000850</p>
<p>ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП" Директор _____ Мигранов М.Р.</p>	<p>ООО «ОЭСК» Генеральный директор _____ Фомичев А.А.</p>



Универсальный передаточный документ
Счет-фактура № 33 от 2 августа 2022 г. (1)
Исправление № от (1a)

Статус: 1
1 - счет-фактура и передаточный документ (акт)
2 - передаточный документ (акт)
Продавец: ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП" (2) Покупатель: ООО "ОЭСК" (6)
Адрес: 450100, Башкортостан Респ. г.о. город Уфа, г.Уфа, ул. Баязита Бикбая, д. 14, кв. 41 (2a) Адрес: Гайдара, дом 43 (6a)
ИНН/КПП продавца: 0276962164/027601001 (2b) ИНН/КПП покупателя: 4223052779/422301001 (6b)
он же (2c) Валюта: российский рубль, 643 (7)
Грузоотправитель и его адрес: ООО "ОЭСК", Кемеровская Область - Кузбасс, г. Прокопьевск, ул. Гайдара, дом 43 (4)
Грузополучатель и его адрес: ООО "ОЭСК", Кемеровская Область - Кузбасс, г. Прокопьевск, ул. Гайдара, дом 43 (5)
К платежно-расчетному документу № от (5a)
Документ об отгрузке № п/п 1 № 33 от 02.08.2022 г. (5b)

Код товара/ работ, услуг	№ п/п	Наименование товара (описание выполненных работ, оказанных услуг), имущественного права	Код вида товара	Единица измерения		Цена (тариф) за единицу измерения	Стоимость товаров (работ, услуг), имущественных прав без налога - всего	В том числе сумма акциза	Налоговая ставка	Сумма налога, подлежащая уплате покупателем	Стоимость товаров (работ, услуг), имущественных прав с налогом - всего	С Страна происхождения товара	Регистрационный номер декларации на товары или регистрационный номер партии товара, подлежащего прослеживаемости
				условное обозначение (национальное)	код							цифровой код	
A	1	1a	16	2	796	шт	1 458 333,33	без акциза	20%	291 666,67	9	10	11
00-00001492	--	1 Измельчитель дерева GreenTWIN® D600 на автомобильном прицепе	--				1 458 333,33	акциза		291 666,67	1 750 000,00	--	--
Всего к оплате (9)												X	

Документ составлен на 1 листе
Руководитель организации или иное уполномоченное лицо Мигранов М. Р. (ф.и.о.)
Индивидуальный предприниматель или иное уполномоченное лицо Мигранов М. Р. (ф.и.о.)
Главный бухгалтер или иное уполномоченное лицо Мигранов М. Р. (ф.и.о.)

Основание передачи (сдачи) / получения (приемки) ДОГОВОР ПОСТАВКИ № 53/2022 от 08.07.2022г. (реквизиты самодельного государственного регистрационного индивидуального предпринимателя)

Данные о транспортировке и грузе: (транспортная накладная, поручение экспедитору, экспедиторская / складская расписка и др. / масса нетто/ брутто груза, если не приведены ссылки на дополнительные документы, содержащие эти сведения)

Товар (груз) передан / услуги, результаты работ, права переданы (подпись) Мигранов М. Р. (ф.и.о.)
Дата отгрузки, передачи (сдачи) « 02 » августа 2022 года (подпись) Мигранов М. Р. (ф.и.о.)

Иные сведения об отгрузке, передаче (подпись) Мигранов М. Р. (ф.и.о.)

Ответственный за правильность оформления факта хозяйственной жизни (ссылки на неотъемлемые приложения, сопутствующие документы, иные документы и т.п.) Мигранов М. Р. (ф.и.о.)

Директор (подпись) Мигранов М. Р. (ф.и.о.)

Наименование субъекта -- составителя документа (в т.ч. комиссионера / агента) ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП" (ф.и.о.)

ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП" (ф.и.о.)

ИНН 4223052779 ОГРН 12027601001

М.П. "ОЭСК" Кемеровская область - Кузбасс

Иные сведения о получении, приемке (подпись) Мигранов М. Р. (ф.и.о.)

Информация о наличии отсутствия претензий, ссылок на неотъемлемые приложения и другие документы и т.п. (подпись) Мигранов М. Р. (ф.и.о.)

Ответственный за правильность оформления факта хозяйственной жизни (подпись) Мигранов М. Р. (ф.и.о.)

Наименование субъекта -- составителя документа (подпись) Мигранов М. Р. (ф.и.о.)

ООО "ОЭСК" Кемеровская область - Кузбасс (ф.и.о.)

ИНН 4223052779 ОГРН 12027601001

М.П. "ОЭСК" Кемеровская область - Кузбасс

720 от 08.08.2022
208.041 - К 60, - 4458.333, 3
219,01 - К 60, - 291.666, 67

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ОЭСК» (ООО «ОЭСК»)

ПРИКАЗ

08.08.2022

№ 98

г.Прокопьевск

**О принятии к учету и вводе в
эксплуатацию основного средства**

В связи с приобретением Измельчителя дерева GreenПинг Д600 на автомобильном прицепе и необходимостью постановки его на баланс

ПРИКАЗЫВАЮ:

1.Принять к бухгалтерскому учёту в составе основных средств Измельчитель дерева GreenПинг Д600 на автомобильном прицепе по стоимости равной 1 458 333,33 руб.

2.Ввести в эксплуатацию Измельчитель дерева GreenПинг Д600 на автомобильном прицепе с 08.08.2022 г. и присвоить инвентарный номер 00-01000.

3.Установить срок полезного использования в бухгалтерском учете 60 месяцев и в налоговом учете равный 36 месяцев.

4.Определить ликвидационную стоимость равной нулю согласно п.31 ФСБУ 6/2020 абз. « б »

5.Включить в целях налогового учета в 2 амортизационную группу, ОКОФ 310.28.93.17.112 (Машины для измельчения и нарезания) со сроком полезного использования свыше 2 лет до 3 лет включительно.

6. Включить в состав расходов отчетного периода капитальные вложения в размере 10% от первоначальной стоимости.

7.Назначить лицом ответственным за сохранность имущества начальника СЭС Макарова Э.В.

8.Контроль исполнения данного приказа возложить на главного бухгалтера Поварницину Э.В.

Генеральный директор



А. А. Фомичев

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель организации-сдатчика

(подпись)
"____" ____ 20__ г.

М.П.

Организация-получатель

Общество с ограниченной ответственностью "ОЭСК" (ООО "ОЭСК")

(наименование)

653053, Кемеровская область - Кузбасс, Прокопьевск г, Гайдара ул., дом 43 помещение 1п, тел.: (3846) 69-35-08

(адрес, телефон, факс)

р/с 407028105095900000018, в банке БАНК "ЛЕВОБЕРЕЖНЫЙ" (ПАО), БИК 045004850, к/с 30101810100000000000

(банковские реквизиты)

СЭС (Служба электрических сетей)

(наименование структурного подразделения)

Организация-сдатчик ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП"

(наименование)

Респ. Башкортостан, г. Уфа

(адрес, телефон, факс)

(банковские реквизиты)

Основание для составления акта

Приказ

(наименование структурного подразделения)

(приказ, распоряжение, договор (с указанием его вида, основных обязательств))

Дата

принятия к бухгалтерскому учету

дата

Номер документа	Дата составления
1	08.08.2022

АКТ

**о приеме-передаче объекта основных средств
(кроме зданий, сооружений)**

Объект основных средств

Измельчитель дерева GreenПилл Д600 на автомобильном прицепе

(наименование, назначение, модель, марка)

Счет, субсчет, код аналитического учета	по ОКОФ	330.28.93.17.112
Номер	амортизационной группы	2
Государственная регистрация	инвентарный заводской	00-01000 03.22.3
прав на недвижимимость	номер	дата

Место нахождения объекта в момент приема-передачи

г. Киселевск, ул. Боевая, 27а

Организация-изготовитель ООО "ПРОМИНЖЕНЕРГРУПП"

(наименование)

Справочно: 1. Участники долевой собственности

Доля в праве общей собственности, %

2. Иностранная валюта*

(наименование)

(курс)

(на дату)

(сумма)

* Заполняется в случае, когда стоимость объекта основных средств при приобретении была выражена в иностранной валюте.

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель организации-получателя

(подпись)
08 августа 20__ г.

Фомичев А. А.
(расшифровка подписи)

М.П.

Форма по ОКУД

по ОКПО

Код

0306001

89915364

1. Сведения о состоянии объекта основных средств на дату передачи

выпуска (год)	Дата		Фактический срок эксплу- атации (лет, месяцев)	Срок полез- ного исполь- зования	Сумма начисленной амортизации (износа), руб.	Остаточная стоимость, руб.	Стоимость приобрете- ния (дого- ворная сто- имость), руб.	Первона- чальная сто- имость на дату приня- тия к бухгал- терскому учету, руб.	Срок полез- ного исполь- зования	Способ начисления амортизации	
	ввода в экс- плуатацию (первона- чальная)	последнего капитального ремонта								наименование	норма
1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4
2022	08.08.2022							1 458 333,33	60	Линейный способ	

2. Сведения об объекте основных средств на дату принятия к бухгалтерскому учету

3. Краткая индивидуальная характеристика объекта основных средств

Объект основных средств, приспособления, принадлежности		Содержание драгоценных материалов (металлов, камней и т.д.)				
наименование		количество	наименование драгоцен- ных материалов	номенклатурный номер	единица измерения	масса
1		2	3	4	5	7
Конструкция, основные части:						
Двигатель бензиновый 2V90F						
Горючая дисковая фреза с рубильными ножами						
Пылевой вентилятор						
Прицеп к легковому автомобилю (УХМК 718412)						

Другие характеристики

Измельчитель дерева GreenПинг Д600 на автомобильном прицепе предназначен для переработки горбыля, тонкомера, обрезки, мелких обрезков, веток, не толстых деревьев и т.п. в щепу.

Прицеп к легковому автомобилю (УХМК 718412), VIN 5718412N0000026, год выпуска 2022, цвет кузова черный, масса прицепа 145кг, гос номер АО 0119 42

Комиссия по приему-передаче

Результат испытания на

" ____ " ____ 20 ____ г.

Объект основных средств техническим условиям _____ соответствует _____

Доработка _____

не требуется _____

(указать, что не соответствует)

(указать, что требуется)

Заключение _____

комиссии: _____

Приложение. Техническая документация

Председатель комиссии _____

Главный инженер
(должность)Беззубцев В.В.
(расшифровка подписи)

Члены комиссии: _____

Начальник ФЭО
(должность)Сбытова Л.А.
(расшифровка подписи)Главный бухгалтер
(должность)Поварнигина Э.В.
(расшифровка подписи)

И.о. начальника ПТО _____

Запорожец Г.В.
(расшифровка подписи)

Объект основных средств

Сдал _____

(должность)

(подпись)

(расшифровка подписи)

" ____ " ____ 20 ____ г.

Табельный номер _____

Принял _____

Начальник СЭС
(должность)

(подпись)

Макаров Э.В.
(расшифровка подписи)

" 8 " августа 20 22 г.

По доверенности от " ____ " ____ 20 ____ г. № _____

выданной _____

(кем, кому (фамилия, имя, отчество))

Объект основных средств принят на ответственное хранение

Начальник СЭС
(должность)

(подпись)

Макаров Э.В.
(расшифровка подписи)

" 8 " августа 20 22 г.

Табельный номер _____

205

Отметка бухгалтерии:

В инвентарной карточке (книге) учета объекта основных средств выбытие отмечено

Отметка бухгалтерии об открытии инвентарной

карточки учета объекта основных средств или записи

в инвентарной книге

Номер

документа

00-01000

Дата

составления

08.08.2022

Главный бухгалтер _____

(подпись)

Главный бухгалтер _____

(подпись)

Поварнигина Э.В.

(расшифровка подписи)

Отчет по выполнению инвестиционной программы о закупках товаров, работ, услуг от 01.01.2022 года по 31.12.2022

Наименование заказчика: Общество с ограниченной ответственностью «ОЭСК»
 Адрес местонахождения заказчика: 653047, Кемеровская область, город Прокопьевск, ул. Гайдара, д. 43, помещ. 1п
 Телефон заказчика: (3846) 69-35-00
 Электронная почта заказчика: 996576565@oesc.ru
 ИНН: 4223052779
 КПП: 422301001
 ОКПО: 324373674

Порядковый номер	Код по ОКВЭД2	Код по ОКПД2	Предмет договора	Минимальные требования к закупаемым товарам (работам, услугам)	Единица измерения			Кол-во (объем)	Условия договора				График осуществления процедур закупки			Способ закупки	Закупка в электронной форме (Да/Нет)
					Код по ОКЕИ	Наименование	Код по ОКПО		Наименование работ, оказания услуг	Начальная (максимальная) цена договора (цена лота)/млн.руб.	Типируемый период размещения извещения о закупке, месяцев	Срок исполнения договора (месяц, год)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
1	27.12	27.12.32.000	на поставку Открытых комплексных трансформаторных подстанций наружной установки киоскового типа КТПН-400/100,4 ДУН-11(ВК) для ООО «ОЭСК»	Согласно договора	796	шт.	1	32 416 9	Кемеровская область, город Киселевск	2,288	июнь 2022	август 2022	Конкурс	да			
2	29.10	29.1	на поставку прицепного измельчителя-дробилки с переработкой древесных отходов в щепу и мулчу для ООО «ОЭСК»	Согласно договора	796	компл.	1	32 416 9	Кемеровская область	2,05	июнь 2022	август 2022	Конкурс	да			
3	41.20	41.20.40.000	на проведение проектных и подрядных работ по объекту «Техническое перевооружение. Модернизация оборудования ОРУ 110 кВ и РЗА на ПС 110кВ/316,3 кВ «Шафарава»	Согласно договора	796	шт.	1	32 416 9	Кемеровская область, город Киселевск	25,98	июнь 2022	ноябрь 2022	Конкурс	да			
4	35.13	43.21.10	на выполнение работ «Создание Интеллектуальной Автоматизированной Информационно – измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ)»	Согласно договора	796	шт.	1	32 416 9	Кемеровская область	7,04	июнь 2022	ноябрь 2023	Конкурс	да			

Главный инженер Безубабев В.В.
 Генеральный директор Фоминев А.А.

Исполнитель: Мишенин А.Ф.

