

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

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

ТОМ 2

Прокопьевск 2023

Содержание ТОМ 2
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	
59	Протокол открытия доступа к заявкам на участие в конкурсе № 2417321 от 27.06.2022	392
60	Протокол рассмотрения и оценки заявок на участие в конкурсе № 2417321 от 28.06.2022	393
61	Договор подряда №56/2022 от 11.07.2022 г.	394-404
62	Счет-фактура №129 от 30.12.2022 г.	405
63	Форма №КС-2 №1 от 30.12.2022	406-414
64	Форма №КС-3 №1 от 30.12.2022	415
65	Интеллектуальная автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) на трансформаторных подстанциях ООО "ОЭСК". (Протоколы наладки).	416-421
66	Технорабочий проект. Шифр ИЭТ.83.2020.ОЭСК	422-789

Протокол открытия доступа к заявкам на участие в конкурсе № 2417321

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 выполнение работ «Создание Интеллектуальной Автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ)»..
4. Номер лота: 1.
5. Наименование предмета договора: Конкурс на выполнение работ «Создание Интеллектуальной Автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ)»..
6. Сведения о сроке исполнения договора: .
7. Срок предоставления документации: с 09.06.2022 по 27.06.2022.
8. Дата начала подачи заявок: 09.06.2022.
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)
43.21.10 Работы электромонтажные	35.13 Распределение электроэнергии	1 Штука(796)

12. Начальная (максимальная) цена договора: 7 040 904,00 (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 была подана единственная заявка на участие в конкурсе:

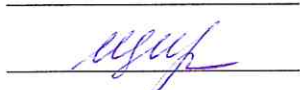


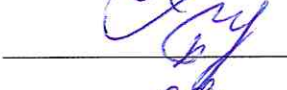
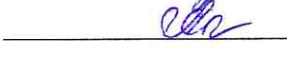
Порядковый номер заявки	Дата и время подачи заявки	Наименование участника закупки
1	10.06.2022 10:13 (по МСК)	ООО "КОМПЛЕКТЭНЕРГО"

15. Протокол открытия доступа к заявкам на участие 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.		Мишенин А.Е.
	Щепина И.В.		Беззубцев В.В.
			Сбытова Л.А.

**Протокол рассмотрения и оценки заявок на участие в конкурсе
№ 2417321**

Место публикации: 653047, Российская Федерация,
Кемеровская обл., г. Прокопьевск, Гайдара, дом
43/помещение 1П, ОКАТО: 32437000000

Дата публикации: 28.06.2022

1. Организатор закупки: ООО «ОЭСК».

Заказчик(и), заключающие договор: ООО «ОЭСК»

2. Наименование закупки: Конкурс на выполнение работ «Создание Интеллектуальной Автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ)»..
3. Номер лота: 1.
4. Наименование предмета договора: Конкурс на выполнение работ «Создание Интеллектуальной Автоматизированной информационно – измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ)»..
5. Сведения о сроке исполнения договора: .
6. Начальная (максимальная) цена договора: 7 040 904,00 (Российский рубль), с НДС
7. Состав комиссии. Формирование и публикация протокола осуществлялась комиссией, правомочной на осуществление своей функции.
8. На момент окончания срока подачи заявок на участие в конкурсе была подана одна заявка:

Порядковый номер заявки	Дата и время подачи заявки	Наименование участника закупки	Результат
1	10.06.2022 10:13 (по МСК)	ООО "КОМПЛЕКТЭНЕРГО"	Победитель

9. Комиссия рассмотрела единственную заявку, поданную на участие в закупке, и приняла решение:

Порядковый номер заявки	Решение о соответствии или несоответствии заявки на участие требованиям	Обоснование решения
1	Соответствует требованиям	

10. 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.

ДОГОВОР ПОДРЯДА №56/2022

г. Прокопьевск

«11» июля 2022 г.

Общества с ограниченной ответственностью «Комплектэнерго» именуемое в дальнейшем **«Подрядчик»**, в лице **Дунаева Сергея Александровича**, действующего на основании Устава, с одной стороны, и

Общества с ограниченной ответственностью «ОЭСК» именуемое в дальнейшем **«Заказчик»**, в лице **Генерального директора Александра Анатольевича Фомичева**, действующего на основании Устава, с другой стороны, совместно именуемые **«Стороны»**, заключили настоящий договор о нижеследующем:

Определения

Акт технической готовности - документ, подтверждающий наличие полного комплекта исполнительной документации по определенному конструктивному элементу либо разделу проектной документации.

Временные здания и сооружения – специально возводимые или приспособляемые на период строительства любого типа (производственные, вспомогательные, жилые и общественные) здания и сооружения, устанавливаемые Подрядчиком на строительной площадке и необходимые для производства работ и обслуживания работников строительства до завершения работ (согласно ГЭСН-81-05-01-2001 г.).

Договор – настоящий документ, включающий все гарантии, приложения, подписанные Заказчиком и Подрядчиком. Дополнения и изменения к нему могут быть подписаны сторонами и в период выполнения работ. Договор состоит из следующих разделов:

Определения

1. Предмет договора
2. Стоимость работ
3. Срок выполнения работ и объем работ
4. Платежи и расчеты
5. Сдача- приемка работ
6. Обязанности сторон по договору
7. Ответственность сторон
8. Контроль и надзор заказчика за реализацией настоящего договора
9. Гарантии
10. Срок действия, условия и порядок внесения изменений и расторжения договора
11. Охрана труда и техника безопасности
12. Обстоятельства непреодолимой силы
13. Перечень прилагаемых к настоящему договору документов
14. Юридические адреса и реквизиты сторон

Исполнительная документация – комплект рабочих чертежей на строительство объекта с надписями представителя Подрядчика о соответствии выполненных им в натуре работ этим чертежам или внесенными в них изменениями, сделанными лицами, ответственными за производство работ, сертификаты, технические паспорта и другие документы, подтверждающие качество материалов, конструкций и деталей, применяемых при производстве работ, акты об освидетельствовании скрытых работ и акты о промежуточной приемке отдельных ответственных конструкций, акты об индивидуальных испытаниях смонтированного оборудования, журналы производства работ и другая документация, предусмотренная СНиП. Весь комплект исполнительной документации объединяется в акт технической готовности по отдельному конструктиву, комплекту, разделу рабочей документации.

Отложенный платеж – фиксированная часть цены, составляющая 20% от стоимости работ, без учета стоимости основных материалов, которая будет выплачена после исполнения обязательств.

Техническая документация – проект, проектно-сметная документация, рабочая документация на весь объем работ (либо его часть), технические условия и паспорта на материалы, документация, получаемая от заводов-изготовителей и другая документация, необходимая для выполнения работ и эксплуатации объекта, разработанная в соответствии с техническим заданием.

Работы – работы, подлежащие выполнению Подрядчиком в соответствии с условиями настоящего договора, включая работы по строительству, реконструкции, капитальному ремонту, а также выполнению монтажных, пусконаладочных и иных неразрывно связанных со строящимся объектом работ.

Скрытые работы – работы, скрываемые последующими работами и (или) конструкциями. Качество и точность этих работ невозможно определить после выполнения последующих.

1. Предмет договора

1. Подрядчик обязуется выполнить своим иждивением (из своих материалов, собственными силами и средствами) строительно-монтажные и пуско-наладочные работы по внедрению интеллектуальной автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) на трансформаторных подстанциях для ООО «ОЭСК» согласно выданного технико-коммерческого предложения ООО «Комплектэнерго». В соответствии с условиями настоящего договора, согласно технико-коммерческого предложения, являющаяся приложением №1 к настоящему договору, а Заказчик обязуется создать Подрядчику необходимые условия для выполнения работ, принять их результат и оплатить обусловленную настоящим договором цену.

2. Цена Договора и порядок расчетов

2.1 Цена Договора в соответствии со Сводной сметой с приложениями (Приложение № 2 к Договору(составляется подрядчиком)) является твердой и составляет 5 867 420 (пять миллионов восемьсот шестьдесят семь тысяч четыреста двадцать) рублей 00 копеек без учета НДС, при этом НДС исчисляется дополнительно по ставке, установленной статьей 164 Налогового кодекса РФ (далее – «НК РФ»).

2.1.1. Цена первого этапа Работ составляет 2 933 710 (два миллиона девятьсот тридцать три тысячи семьсот десять) рублей 00 копеек без учета НДС, при этом НДС исчисляется дополнительно по ставке, установленной статьей 164 НК РФ.

2.1.2. Цена второго этапа Работ составляет 2 933 710 (два миллиона девятьсот тридцать три тысячи семьсот десять) рублей 00 копеек без учета НДС, при этом НДС исчисляется дополнительно по ставке, установленной статьей 164 НК РФ.

2.1.3. Твердая цена Работ составляет 5 867 420 (пять миллионов восемьсот шестьдесят семь тысяч четыреста двадцать) рублей 00 копеек без учета НДС, при этом НДС исчисляется дополнительно по ставке, установленной статьей 164 НК РФ.

2.2. Сметы являются неотъемлемой частью Сводной сметы с приложениями (Приложение № 2 к Договору(составляется подрядчиком)).

2.3. Цена Договора включает в себя прибыль Подрядчика, а также все расходы и затраты Подрядчика на:

2.3.1. Приобретение Материально-технических ресурсов и оборудования, необходимых для выполнения Работ по Договору, включая стоимость необходимых для эксплуатации Результата работ лицензий;

2.3.2. Заработную плату, накладные и командировочные расходы, перемещение и размещение персонала Подрядчика;

2.3.3. Подлежащие уплате налоги (в том числе НДС), сборы и пошлины (в том числе по таможенному оформлению Материально-технических ресурсов и оборудования, если применимо);

2.3.4. Все прочие затраты и расходы Подрядчика, связанные выполнением Работ и исполнением иных обязательств по Договору (за исключением случаев, когда законодательством Российской Федерации предусмотрено несение соответствующих расходов Заказчиком самостоятельно), а также все непредвиденные расходы, которые могут возникнуть у Подрядчика в течение срока действия Договора.

2.4. Изменение стоимости Работ по Договору не требует заключения дополнительного соглашения к Договору только в случае, когда оно вызвано изменением ставки российского НДС.

2.5. Оплата по Договору осуществляется Заказчиком в следующем порядке:

2.5.1. Авансовый платеж в счет стоимости Работ рассчитывается в размере 50 (пятидесяти) процентов от стоимости этапа Работ, без учета НДС, кроме того НДС по ставке, установленной статьей 164 НК РФ на дату выплаты авансового платежа, и выплачивается в течение 30 (тридцати) календарных дней с даты получения Заказчиком счета, выставленного Подрядчиком, но не ранее, чем за 30 (тридцать) календарных дней до даты начала Работ.

2.5.2. Последующий платеж в размере разницы между стоимостью этапа Работ, определенной с учетом НДС по ставке, установленной статьей 164 НК РФ на дату подписания Сторонами документов, указанных в пункте 4.1 Договора, и суммой авансового платежа, ранее уплаченного в соответствии с пунктами 2.1.1, 2.1.2 Договора, выплачивается в течение 60 (шестидесяти) календарных дней с даты окончания выполнения этапа Работ, на основании счета, выставленного Подрядчиком, и с учетом пункта 2.5.3 Договора.

2.5.3. В случае выставления Подрядчиком счета на сумму менее размера предусмотренного Договором платежа, оплата осуществляется по сумме счета. В случае выставления текущего или дополнительных счетов в отношении того же платежа на сумму, превышающую размер предусмотренного Договором платежа, такой счет к оплате Заказчиком не принимается и подлежит замене Подрядчиком независимо от его фактического вручения Заказчику. В случае выставления Подрядчиком счета позднее, чем за 10 (десять) календарных дней до предусмотренной Договором даты платежа, оплата осуществляется в течение 10 (десяти) календарных дней с даты фактического получения счета Заказчиком.

2.6. Расчеты по Договору осуществляются в валюте Российской Федерации. Оплата производится Заказчиком путем перечисления денежных средств на расчетный счет Подрядчика, указанный в Договоре. Обязательство Заказчика по осуществлению платежа считается исполненным с даты списания денежных средств с расчетного счета Заказчика.

2.7. Любое превышение фактических объемов Работ над объемами Работ, предусмотренными Договором, к оплате Заказчиком не принимается и считается включенным в Цену Договора.

2.8. Командировочные расходы включаются в стоимость Работ в соответствии с расчетом, прилагаемым к Сводной смете с приложениями (Приложение № 2 к Договору). Размеры расходов, связанных со служебными командировками, определяются коллективным договором и / или локальным нормативным актом Подрядчика, но не выше нормативов возмещения расходов, связанных со служебными командировками, установленных локальным нормативным актом Заказчика, который предоставляется Подрядчику по запросу и с учетом ст. 217 НК РФ. Оплата командировочных расходов производится Заказчиком в порядке, установленном Договором для оплаты стоимости Работ. Подрядчик обязан представлять по запросу Заказчика копии следующих документов, заверенных Подрядчиком, в том числе: приказ о командировке, проездные билеты, счета на оплату за проживание в гостинице и авансовые отчеты.

2.9. Индексация Цены Договора не допускается.

3. Срок выполнения работ и объем работ

3.1. Объем работ определен технико-коммерческим предложением от ООО «Комплектэнерго» (Приложение №1), являющимся неотъемлемой частью настоящего договора.

3.2. Календарные сроки выполнения работ определены сторонами:

3.2.1 Дата начала работ с момента заключения договора.

3.2.2 Окончание выполнения Работ первого этапа: «30» октября 2022 г.

3.2.3 Окончание выполнения Работ второго этапа: «30» сентября 2023 г.

4. Сдача-приемка работ

4.1. В процессе производства работ представителями сторон производится приемка выполненных скрытых работ (при наличии таковых). Подрядчик за одни сутки уведомляет Заказчика о необходимости принятия скрытых работ и предоставляет Акт освидетельствования скрытых работ. Представитель Заказчика осуществляет визуальный

осмотр, результатом которого является подписание акта освидетельствования скрытых работ. Подрядчик приступает к выполнению последующих работ после приемки Заказчиком скрытых работ.

4.2. В случае если Заказчик в течение трех календарных дней с момента получения уведомления о готовности скрытых работ к приемке, не произведет приемку скрытых работ, то Подрядчик составляет односторонний акт о скрытых работах и приступает к выполнению последующих работ.

4.3. По окончании выполнения работ Подрядчик направляет Заказчику письменное уведомление об окончании работ/(этапа) с приложением всех необходимых документов согласно СНиП 12-01-2004, СНиП 3.01.04-87, СНиП 3.01.03-84.РД 11-05-07, РД 11-02-06.

4.4. Заказчик в течение 2 рабочих дней, с момента получения уведомления, проверяет достоверность сведений о выполненных работах, отраженных в документах и организует проверку приемо-сдаточной документации и фактического выполнения работ с выездом на место производства работ.

4.5. По результатам проверки составляется Акт технической готовности, являющийся основанием для подписания Актов выполненных работ. В случае обнаружения недостатков, выявленных при приемке работ, данные замечания отражаются в ведомости недоделок с указанием сроков их устранения.

4.6. В комиссии по приемке выполненных работ принимают участие уполномоченные представители сторон, назначенные приказом по предприятию, ответственные за строительные работы.

4.7. После устранения замечаний, указанных в ведомости недоделок Подрядчик направляет Заказчику в течение 2 рабочих дней, уведомление об устранении замечаний, являющихся основанием для подписания Актов выполненных работ и счет – фактуру.

4.8. Подрядчик до 20 числа текущего месяца предоставляет Заказчику в двух экземплярах: акт выполненных работ по форме КС-2 составленный на основании сметной документации. Полный комплект исполнительной документации на выполненные Подрядчиком работы с учетом изменений, внесенных в процессе строительства, с обязательным предоставлением общего журнала работ; акта приемки смонтированного оборудования; иные первичные документы по согласованию сторон.

4.9. Заказчик обязан подписать документы в течение 3(трех) рабочих дней после получения актов выполненных работ. В случае, если Заказчик в течение указанного срока не направит Подрядчику подписанные со своей стороны документы, подтверждающие выполнение работ либо не предъявит Подрядчику в письменном виде своих замечаний, то работа Подрядчика считается принятой, а акты приемки подписанными. Отказ Заказчика от приемки работ должен быть мотивирован и оформлен в письменном виде с указанием недостатков.

5. Обязательства сторон по договору

5.1. Подрядчик обязуется:

5.1.1. Приказом по предприятию назначить ответственных лиц, которые будут осуществлять технический надзор за работами на объекте указанных в п. 1. Копию приказа о таком назначении направить Заказчику в срок до 10 дней после подписания настоящего Договора.

5.1.2. Предоставить календарный план - график на виды работ в течение 10 дней с момента подписания настоящего договора.

5.1.3. Подрядчик *обязан* предоставить *ППР или ПОР* на выполняемые работы. Проект производства работ (ПОР) разрабатывается силами Подрядной организации за счет собственных средств и утверждается техническим руководителем этой организации по согласованию с главным инженером Заказчика. *Его необходимо утвердить и согласовать за 5 дней до начала выполнения работ.* Проект производства работ или ПОР должен включать в себя: календарный план; технологические карты на выполнение отдельных видов работ (по согласованию с заказчиком); схемы; пояснительную записку, мероприятия по охране труда и безопасности в строительстве.

5.1.4. Выполнить все работы, указанные в п.1 настоящего Договора в объеме и в

сроки, предусмотренные настоящим Договором в соответствии с действующими нормативно-техническими документами, в т.ч. СНиП 3.01.04-87, СНиП 3.01.03-84, СНиП 12-01-2004, РД 11-05-07, РД 11-02-06.

5.1.5. Гарантировать качество выполненных работ, удовлетворяющее требованиям технико-коммерческого предложения ООО «Комплектэнерго», СНиПов и ГОСТов по данному Договору.

5.1.6. Сдать выполненные работы Заказчику.

5.1.7. Подрядчик за свой счет и собственными силами устраняет недостатки, дефекты, допущенные в выполненных работах и обнаруженные как при приемке работ, так и в период гарантийного срока. Выявленные недостатки, дефекты Подрядчик обязуется устранить в согласованный Сторонами срок.

5.1.8. Немедленно известить Заказчика и до получения от него указаний приостановить работы при обнаружении:

- возможных неблагоприятных для Заказчика последствий выполнения его указаний о способе исполнения работы

- иных, не зависящих от Подрядчика обстоятельств, угрожающих годности или прочности результатов выполняемой работы либо создающих невозможность ее завершения в срок.

5.1.9. Подрядчик обязан самостоятельно и за свой счет обеспечивать своих рабочих инструментом, сварочными аппаратами, подмостями, СИЗ. Рабочие должны быть в касках.

5.1.10. Подрядчик гарантирует наличие в составе своих рабочих аттестованных, квалифицированных рабочих, *а также имеющих группу допуска в электроустановке* для обеспечения выполнения работ согласно п. 1.1 настоящего договора.

5.1.11. Подрядчик должен письменно проинформировать Заказчика обо всех привлеченных к выполнению работ по настоящему договору субподрядчиках

5.1.12. Передача Подрядчиком части работ субподрядчику не освобождает Подрядчика от ответственности за организацию, сроки и объемы, качество выполняемых субподрядчиком работ, предусмотренных к выполнению Подрядчиком по настоящему договору.

5.1.13. Подрядчик обязан вывезти собственными силами за свой счет, в семидневный срок после окончания выполнения Подрядчиком работ, за пределы строительной площадки и выделенной зоны принадлежащие Подрядчику машины, механизмы и другое оборудование, а также вывезти мусор.

5.1.14. При завершении работ в полном объеме известить об этом Заказчика в трехдневный срок.

5.2. Заказчик обязуется:

5.2.1. Производить расчеты с Подрядчиком своевременно и в соответствии с условиями настоящего Договора.

5.2.2. В случае досрочного выполнения работ Подрядчиком досрочно принять работы.

5.2.3. В случаях возникновения дополнительных работ, в течение двух календарных дней принять решение по выполнению таких работ с заключением дополнительного соглашения (сроки разработки и заключения дополнительного соглашения - семь календарных дней).

5.2.4. Немедленно информировать Подрядчика обо всех изменениях, которые могут повлиять на выполнение работ по настоящему договору.

5.3. Подрядчик имеет право:

5.3.1. Сдать работы досрочно.

5.3.2. Привлекать за свой счет третьих лиц для проведения необходимых по договору работ, в соответствии с п.6.1.11 и 6.1.12

5.4. Заказчик имеет право:

5.4.1. Контролировать процесс выполнения работ Подрядчиком.

6. Ответственность сторон

6.1. Все нарушения отдельных пунктов Договора рассматриваются совместно Сторонами с целью достижения разумного урегулирования вопросов.

6.2. Стороны несут ответственность за невыполнение свои обязательств по настоящему Договору в соответствии с законодательством РФ.

6.3. В случае задержки, возникшей по вине Заказчика, и ограничивающей возможности Подрядчика выполнить свои обязательства в сроки, предусмотренные настоящим Договором, сторонами будут пересмотрены сроки исполнения Подрядчиком своих обязательств соразмерно времени задержки.

6.4. Если в процессе выполнения работ Подрядчик допустил отступления от документации, ухудшившие качество работы, то он обязан безвозмездно устранить все выявленные недостатки в установленный по согласованию сторон срок или, по требованию Заказчика, компенсировать Заказчику затраты на привлечение другой организации для исправления некачественно выполненных работ.

6.5. В случае невыполнения в указанные сроки либо ненадлежащего выполнения Подрядчиком работ по настоящему договору, подлежит начислению неустойка в виде пени и штрафа. Пеня начисляется за каждый день просрочки исполнения обязательства, предусмотренного настоящим контрактом, начиная со дня, следующего после дня истечения установленного настоящим контрактом срока исполнения обязательств но не более 10% от суммы договора. Размер такой пени устанавливается в размере 0,1 % от общей стоимости просроченных обязательств за каждый день просрочки.

6.6. В случае несоблюдения оговоренных в п. 4.1. сроков оплаты Заказчик, по требованию Подрядчика, оплачивает неустойку в размере 0,1% от неоплаченной суммы за каждый день просрочки.

6.7. Все споры, вытекающие из условий настоящего Договора, разрешаются путем переговоров. В случае невозможности урегулирования спорных вопросов путем переговоров, они будут рассматриваться Арбитражным судом Кемеровской области, в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

6.8. Любая договорённость между сторонами, влекущая за собой новые обстоятельства, не предусмотренные настоящим договором, считается действительной, если она подтверждена сторонами (в письменной форме в виде дополнительного соглашения или протокола, перепиской в мессенджерах, электронной почте, телефонном разговоре).

7. «Заверения и гарантии»

7.1. Подрядчик гарантирует качество выполненных работ по настоящему Договору в течение одного года со дня подписания Акта сдачи-приемки выполненных работ.

7.2. В течение гарантийного периода Подрядчик обязуется устранять за свой счет неполадки, возникшие по его вине.

7.3. Гарантийные обязательства на оборудование несет завод изготовитель оборудования.

8. Срок действия, условия и порядок внесения изменений и расторжения договора

8.1. Настоящий договор вступает в силу с момента его подписания последней из сторон и действует до исполнения сторонами всех своих обязательств, в том числе взаиморасчетов.

8.2. Настоящий договор, может быть, расторгнут по соглашению сторон.

8.3. Каждая из сторон имеет право досрочно расторгнуть договор в случае, если другая сторона существенно нарушила свои обязательства, не начала устранять нарушения в течение 10 календарных дней с дат письменного уведомления или в установленные сроки.

8.4. Любая Сторона имеет право прекратить настоящий договор, если обстоятельства непреодолимой силы длятся более 3 месяцев и существенно препятствуют выполнению работ.

8.5. В случае расторжения договора, Подрядчик имеет право на закрытие и оплату выполненных работ, в связи с фактически выполненными объемами работ.

9. Обстоятельства непреодолимой силы

9.1. В случае возникновения обстоятельств непреодолимой силы, к которым относятся стихийные бедствия, вступление в силу законодательных и правительственных актов, прямо или косвенно запрещающих, а также препятствующих исполнению сторонами обязательств по настоящему Договору, они освобождаются от ответственности за

неисполнение взятых на себя обязательств.

9.2. Сторона, понесшая убытки из-за невыполнения другой стороной своих обязательств по настоящему Договору в связи с обстоятельствами непреодолимой силы, имеет право получить от нее документальное подтверждение о масштабах этих событий, а также об их влиянии на ее деятельность, подтвержденное компетентными органами и организациями.

10. Перечень прилагаемых к настоящему договору документов

10.1 Приложение №1 – Технико-коммерческое предложение (составляется подрядчиком).

10.2 Приложение №2 – Сводная смета с приложениями (составляется подрядчиком).

11. Юридические адреса и реквизиты сторон

Подрядчик:

Общество с ограниченной ответственностью «Комплектэнерго»

654005, Кемеровская область – Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Ноградская 11 помещение 108.

ОГРН 1174205029943 07.12.2017г. ОКВЭД 43.21. ОКПО 20453175

ИНН/КПП: 4217186809/421701001

Наименование банка: АО «Альфа-банк»

Расчётный счет: 40702810123180001424

БИК: 045004774

Корреспондентский счет: 30101810600000000774

Заказчик:

Общество с ограниченной ответственностью «ОЭСК»

653053, Кемеровская область - Кузбасс, г. Прокопьевск, ул. Гайдара 43 помещение 1 п.

ОГРН 1094223000519 05.02.2009 г. ОКВЭД 40.10.2 ОКПО 89915364

ИНН/КПП : 4223052779 /422301001

Наименование банка: Банк «Левобережный» (ПАО)

Расчетный счет: 40702810509590000018

БИК: 045004850

Корреспондентский счет: 30101810100000000850

Подписи Сторон

Подрядчик:

_____/С.А.Дунаев /

м.п.

Заказчик:

_____/А.А. Фомичев/

м.п.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор ООО «ОЭСК»

_____ А.А. Фомичев

«_____» _____ 2022 г.

Техническое задание на проведение подрядных работ по объекту «Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6,3/6,3 кВ «Машзавод».

1. Основание для реконструкции
 - Инвестиционная программа ООО «ОЭСК» на 2022-2024 гг.
 - Техническое освидетельствование: – Акт 1/2022 от 17.02.2022 г.
2. Вид строительства и его объемы и этапы
 - 2.1 Реконструкцию объекта выполнить в соответствии с проектом.
 - 2.2 Объем работ:
 - Поэтапное техническое перевооружение и модернизация оборудования ОРУ 110 кВ и РЗиА подстанции с заменой существующего оборудования без ограничения режима электроснабжения потребителей.
 - Наладка всего смонтированного оборудования (силовое оборудование, устройства РЗиА).
 - Полный цикл испытаний смонтированного оборудования.
 - Ввод в работу смонтированного оборудования.
 - Вывоз строительных-монтажных отходов на полигон.
 - Заключительные работы (приемка, проверка исполнительной документации и пр.).
 - 2.3 Этапы выполнения работ в 2022 г. (в соответствии с разработанным проектом):
 - 2.3.1. Подготовительный период: установка временных зданий и сооружений, организация временных площадок для временного хранения конструкций.
 - 2.3.2. Выполнение работ по модернизации и техническому перевооружению оборудования согласно проектным решениям.
3. Общие требования
 - 3.1 Место производства работ: Кемеровская обл., г. Киселёвск, р-он Машзавода Проектная1
 - 3.2 Работы выполнить в соответствии с проектом, строительными нормами и правилами, а так же в соответствии с другими ведомственными правилами и инструкциями:
 - Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (Утверждены приказом Минтруда России от 15 декабря 2020 года №903н);
 - Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения (Приказ от 26 ноября 2020 года № 461 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) Об утверждении ФНИП в области промышленной безопасности);
 - Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности»;
 - Правил устройства электроустановок ПУЭ;
 - Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ;
 - Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве;
 - Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках.
 - 3.3 Сроки выполнения работ:
 - 3.3.1 Дата начала работ с момента заключения договора.
 - 3.3.2 Окончание выполнения Работ первого этапа: «30» октября 2022 г.
 - 3.3.3 Окончание выполнения Работ второго этапа: «30» сентября 2023 г.

3.4 Необходимость в поставке материалов:
Материалы и оборудование поставляются Подрядчиком

4. Основные характеристики объекта

ПС 110/6,3/6,3 кВ Машзавод

Перечень основных данных
и требований Основные данные
и требования

Возможность расширения да

1. Наименование объекта ПС 110/6,3/6,3 кВ Машзавод

2. Местонахождения объекта г. Киселёвск, р-он Машзавода Проектная 1

3. Количество и мощность силовых трансформаторов 1х16 МВА; 1х25 МВА напряжением 110/6,3/6,3 кВ

4. Особые условия строительства Сейсмичность района 8 баллов.

5. Поставка оборудования и материалов

(оборудование и материалы поставляются подрядчиком)

5.1. Общие требования к условиям поставки

5.1.1. Грузополучатель:

Полное наименование Общество с ограниченной ответственностью «ОЭСК»

Сокращенное наименование ООО «ОЭСК»

Почтовый адрес:

653053, г. Прокопьевск Кемеровской обл., ул. Гайдара 43 пом. 1 П

5.1. Общие технические требования к поставляемой продукции

5.1.1. Продукция должна быть новой и ранее не использованной

5.1.2. Требования к стандартизации продукции

Поставляемая продукция должна соответствовать стандартам, требованиям ГОСТов и ТУ;

5.2.3. Требования к сертификации продукции

Поставляемая продукция должна иметь паспорта, руководства по эксплуатации и удостоверяться сертификатами соответствия и сертификатами безопасности, свидетельствами о поверке;

6. Требование к подрядной организации

6.1 Наличие соответствующих допусков СРО, лицензий и разрешений:

6.2 Требование к персоналу:

- Наличие обученного и аттестованного персонала с опытом работы на энергетических предприятиях Кемеровской области, ИТР, имеющих право:

- выдачи нарядов, распоряжений;
- быть ответственным руководителем работ;
- быть производителем работ.

- Наличие необходимого количества персонала, имеющего право выполнения специальных работ:

- электрогазосварочных;
- бетонных;
- при работах на высоте;
- погрузо-разгрузочных работ (стропальщики);

Применение предварительно согласованных с Заказчиком безопасных технологий производства работ.

- Применение предварительно согласованных с Заказчиком проектов производства работ с перечнем мероприятий согласованных действий по охране труда совместно с Заказчиком.

- Периодический контроль соблюдения персоналом Подрядчика требований изложенных в ППР, наряде-допуске.

- Перевозку персонала, доставку оборудования и материалов до места выполнения работ собственным автотранспортом. Для выполнения особо сложных работ применять собственную спецтехнику.

До даты окончания подачи заявок на участие в запросе предложений Претендент должен обязательно посетить объект, с регистрацией в журнале инструктажей сторонних организаций. Так же по результатам посещения объекта модернизации и технического перевооружения Претендентом заполняется «Акт аккредитации Исполнителя» (форма в приложении) который подписывает представитель Претендента, а со стороны Заказчика начальник участка, эксплуатирующий данное электрооборудование.

7. Правила контроля и приемки выполненных работ

7.1. При производстве работ не нарушать права третьих лиц, связанные с использованием любых патентов, торговых марок, авторских прав и иных объектов интеллектуальной собственности, а также оградить Заказчика от возможных исков, заявлений, требований и обращений третьих лиц, связанных с таким нарушением.

7.2. Поставить на приобъектный склад материалы, а также осуществить их приемку, разгрузку и хранение.

7.3. Обеспечить выполнение на ремонтной площадке необходимых мероприятий по технике безопасности, охране окружающей среды, зеленых насаждений и земли во время проведения работ.

7.4. По окончании выполнения работ Исполнитель направляет Заказчику письменное уведомление об окончании работ/(этапа) с приложением всех необходимых документов согласно требованиям норм.

7.5. Строительно-монтажные работы оформляются:

- подписанием полномочными представителями Сторон Актов о приемке выполненных работ (форма КС – 2) и Справки о стоимости выполненных работ и затрат (форма КС – 3) по всем видам и объемам работ, указанных в проектно-сметной документации и оформленными в соответствии с требованиями Постановления Госкомстата РФ от 11.11.1999 г. № 100;

7.6. Подрядчик передает по акту сдачи-приемки исполнительную документацию.

Неотъемлемой частью исполнительной документации являются:

- исполнительная съемка объекта.

8. Гарантии подрядной организации

Гарантийный срок на выполненные работы составляет 36 месяцев.

9. Другие требования

9.1 Работы производятся в условиях действующей ПС, вблизи оборудования находящегося под высоким напряжением. Перед началом производства работ - определить их порядок.

9.2 При выполнении проекта, согласовать с Заказчиком параметры и производителя основного электротехнического оборудования.

9.3 Подрядчик предоставляет сметную документацию (расчет стоимости договорной цены) в соответствии с действующими нормативными документами на момент проведения работ.

9.4 До начала работ разработать и согласовать с заказчиком сетевой график производства работ и проект производства работ(ППР).

9.5. По окончании работ Подрядчик обязуется передать в обязательном порядке Заказчику следующую исполнительную документацию:

- Акты освидетельствования скрытых работ; фото сопровождение этапов работ;
- Акты и протоколы испытаний оборудования;
- Исполнительные схемы;
- Общий журнал работ; журнал бетонных работ, журнал сварочных работ
- Документы, удостоверяющие соответствие применённых материалов и оборудования требованиям технических регламентов (сертификаты, паспорта, декларации соответствия качества)

Главный инженер ООО «ОЭСК»

В.В. Беззубцев

Документ подписан на ЭП "РТС-тендер"**Исполнитель:**

Дата подписания:	11.07.2022 05:09 (МСК)
Организация:	ООО "КОМПЛЕКТЭНЕРГО"
ФИО:	ДУНАЕВ СЕРГЕЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ
Должность:	ДИРЕКТОР
Сертификат ЭП	
действителен с:	11.03.2022 05:39 (МСК)
действителен до:	11.06.2023 05:49 (МСК)
Серийный номер сертификата ЭП:	416F2E0055AE08A644AC6C1A7C507230

Заказчик:

Дата подписания:	11.07.2022 07:31 (МСК)
Организация:	ООО «ОЭСК»
ФИО:	Фомичев Александр Анатольевич
Должность:	Генеральный директор
Сертификат ЭП	
действителен с:	27.12.2021 09:08 (МСК)
действителен до:	27.03.2023 09:18 (МСК)
Серийный номер сертификата ЭП:	76E5C95700000001D2F8

Счет-фактура № 129
Исправление № 1
Продавец: ООО "КОМПЛЕКТЭНЕРГО"
Адрес: 654005, Кемеровская Область - Кузбасс, Новокузнецк г, Ногордская (центральный Р-Н) ул, дом 11, помещение 108
Грузоотправитель и его адрес: 4217186809/421701001
Грузополучатель и его адрес: 1551 от 25.08.2022 г.
К платежно-расчетному документу № 1551 от 25.08.2022 г.
Документ об отгрузке

Приложение № 1 к постановлению Правительства Российской Федерации от 26 декабря 2011 г. № 1137
(в редакции постановления Правительства Российской Федерации от 2 апреля 2021 г. № 534)

Продавец: ООО "ОЗСК"

Покупатель: 653053, Кемеровская Область - Кузбасс, г. Прокопьевск, ул. Гайдара, дом 43, корпус ПОМЕЩЕНИЕ, квартира 1П
ИНН/КПП покупателя: 4223052779/422301001
Валюта: наименование, код Российский рубль, 643
Идентификатор государственного контракта, договора (соглашения) (при наличии):

№ п/п	Наименование товара (описание выполненных работ, оказанных услуг), имущественного права	Код вида товара	Единица измерения		Количество (объем)	Цена (тариф) за единицу измерения	Стоимость товаров (работ, услуг), имущественных прав без налога - всего	В том числе сумма акциза	Налоговая ставка	Сумма налога, предъявляемая покупателю	Стоимость товаров (работ, услуг), имущественных прав с налогом - всего	Страна происхождения товара		Регистрационный номер декларации на товары или регистрационный номер партии товара, подлежащего прослеживаемости
			код	условное обозначение (национальное)								цифровой код	краткое наименование	
1	1а	16	2	2а	3	4	5	6	7	8	9	10	10а	11
1	Выполненные работы по Договору №56/2022 от 11.07.2022 г. Стройка - ООО "ОЗСК". Объект - Строительно-монтажные и пусконаладочные работы по внедрению интеллектуальной автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на трансформаторных подстанциях для ООО "ОЗСК".	--	796	шт	1,000	2 933 416,00	2 933 416,00	без акциза	20%	586 683,20	3 520 099,20	--	--	--
Всего к оплате (9)											3 520 099,20			

Руководитель организации или иное уполномоченное лицо
Дунаев С. А. (ф.и.о.)
Главный бухгалтер или иное уполномоченное лицо
Дунаев С. А. (ф.и.о.)

Индивидуальный предприниматель или иное уполномоченное лицо
(подпись)
(ф.и.о.)
(реквизиты свидетельства о государственной регистрации индивидуального предпринимателя)

Унифицированная форма № КС-2
Утверждена постановлением Госкомстата России
от 11 ноября 1999 года №100

Инвестор -
Заказчик (Генподрядчик) - ООО "ОЭСК", 653053, Кемеровская область-Кузбасс, г. Прокопьевск, ул. Гайдара, д. 43, пом. 1п
Подрядчик (Субподрядчик) - ООО «Комплектэнерго», 654005, Кемеровская область-Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Ноградская, д. 11, пом. 108
Стройка - ПС "Электромашина" 35/6 кВ г. Прокопьевск; ПС 110/6 кВ "Машзавод", г. Киселевск; ПС "Тайбинская" 35/6 кВ, г. Киселевск; ПС №8 6 кВ, г. Киселевск; ПС №13 "ш. Краснокаменная" 35/6 кВ, г. Киселевск; ПС №28 35/6 кВ, Прокопьевский район, разрез Березовский; Матюшинская 35/6 кВ, Прокопьевский район, разрез Березовский.
Объект - Строительно-монтажные и пусконаладочные работы по внедрению интеллектуальной автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на трансформаторных подстанциях для ООО "ОЭСК"

Форма по ОКУД
Код
0322005
ю ОКПО
89915364
20453175

Вид деятельности по ОКДП
Договор подряда (контракт)
номер
дата
56/2022
11.07.2022
Вид операции

Номер документа	Дата составления	Отчетный период	
		с	по
1	30.12.2022	01.08.2022	30.12.2022

АКТ

О ПРИЕМКЕ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ за 2022 г.

Смета № 2/2022
Сметная (договорная) стоимость в соответствии с договором подряда (субподряда): 3520,099 тыс. руб.
монтажных работ 1234,115 тыс. руб.
прочих 2161,485 тыс. руб.
Средства на оплату труда 1377,885 тыс. руб.
Сметная трудоемкость 2922,02 чел. час

Номер		Обосно- вание	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Стоимость единицы, руб.				Общая стоимость, руб.				Т/з осн. раб. (на ед./ всего)	Т/з мех. (на ед./ всего)
по порядку	позиции по смете					Всего	В том числе		Всего	В том числе					
							Осн. 3/п	Эк. Маш.		3/пМех.	Осн. 3/п	Эк. Маш.	3/пМех.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Раздел 1.															
ПС "Электромашина" 35/6 кВ, г. Прокопьевск															
1	64	ТЕРм08-03-545-01	Коробка (ящик) с зажимами для кабелей и проводов сечением до 6 мм2, устанавливаемая на конструкции на стене или колонне. количество зажимов до 10.	1 шт.	6	84,98	37,4	2,04		510	224	12		3,31 19,86	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2	65	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО "АВАНГАРД-ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ"	Разветвитель интерфейса	шт											
3	66	ТЕРм08-03-574-01	Разводка по устройствам и подключения жил кабелей или проводов сечением: до 10 мм2	100 жил	0,2	296,56	200,09	3,12	0,16	59	40	1		16,8 3,36	0,01
4	67	ТЕРм08-02-147-01	Кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением на поворотах и в конце трассы, масса 1 м кабеля: до 1 кг	100 м кабеля	3,1	213,27	107,28	75,36	3,24	661	333	234	10	9,28 28,77	0,2 0,62
5	68	ТЕРм08-02-158-14	Заделка концевая сухая для 3-4-жильного кабеля с пластмассовой и резиновой изоляцией напряжением: до 1 кВ, сечение одной жилы до 35 мм2	1 шт.	24	20,8	10,64	3,12	0,16	499	255	75	4	0,92 22,08	0,01 0,24
6	69	Универсальный передаточный документ №271 от 02 сентября 2022года от ООО "ТПК "АВАНГАРД-ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ"	Интерфейсный кабель КИПЭВ 1х2х0,6	м	310	10,01				3103					
7	70	ТЕРп02-01-002-05	Автоматизированная система Управления II категории технической сложности с количеством каналов (Кобщ): 20	1 система	1	2987,71	2987,71			2988	2988			168 168	
8	71	ТЕРп02-01-002-06	Автоматизированная система Управления II категории технической сложности с количеством каналов (Кобщ): за каждый канал свыше 20 до 39 добавлять к расценке 02.01.002.05	1 канал	4	144,05	144,05			576	576			8,1 32,4	
ПС 110/6 кВ "Машзавод", г. Киселевск															
9	72	ТЕРм08-03-545-01	Коробка (ящик) с зажимами для кабелей и проводов сечением до 6 мм2, устанавливаемая на конструкции на стене или колонне, количество зажимов: до 10	1 шт.	16	84,98	37,4	2,04		1360	598	33		3,31 52,96	
10	73	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО "АВАНГАРД-ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ"	Разветвитель интерфейса	шт	16	43,39				694					
11	74	ТЕРм08-03-574-01	Разводка по устройствам и подключения жил кабелей или проводов сечением: до 10 мм2	100 жил	0,52	296,56	200,09	3,12	0,16	154	104	2		16,8 8,74	0,01 0,01
12	75	ТЕРм08-02-147-01	Кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением на поворотах и в конце трассы, масса 1 м кабеля: до 1 кг	100 м кабеля	7,2	213,27	107,28	75,36	3,24	1536	772	543	23	9,28 66,82	0,2 1,44
13	76	ТЕРм08-02-158-14	Заделка концевая сухая для 3-4-жильного кабеля с пластмассовой и резиновой изоляцией напряжением: до 1 кВ, сечение одной жилы до 35 мм2	1 шт.	64	20,8	10,64	3,12	0,16	1331	681	200	10	0,92 58,88	0,01 0,64

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
14	77	Универсальный передаточный документ №271 от 02 сентября 2022года от ООО "ТПК "АВАНГАРД-СЕРВИС"	Интерфейсный кабель КИПЭВ 1х2х0,6	м		720	10,01				7207				
15	78	ТЕРм02-01-002-07	Автоматизированная система управления II категории технической сложности с количеством каналов (Кобщ): 40	1 система		1	5868,72	5868,72			5869			330	
16	79	ТЕРм02-01-002-08	Автоматизированная система управления II категории технической сложности с количеством каналов (Кобщ): за каждый канал свыше 40 до 79 добавлять к расценке 02-01-002-07	1 канал		30	140,67	140,67			4220			7,91	
ПС "Тайбинская" 35/6 кВ, г. Киселевск															
17	86	ТЕРм08-03-545-01	Коробка (ящик) с зажимами для кабелей и проводов сечением до 6 мм2, устанавливаемая на конструкции на стене или колонне, количество зажимов до 10	1 шт.		10	84,98	37,4	2,04		850	374	20	3,31	
18	87	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО "ТПК "АВАНГАРД-СЕРВИС"	Разветвитель интерфейса	шт		10	43,39				434			33,1	
19	88	ТЕРм08-03-574-01	Разводка по устройствам и подключение жил кабелей или проводов сечением: до 10 мм2	100 жил		1,2	296,56	200,09	3,12	0,16	356	240	4	16,8	0,01
20	89	ТЕРм08-02-147-01	Кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением на поворотах и в конце трассы, масса 1 м кабеля: до 1 кг	100 м кабеля		5,3	213,27	107,28	75,36	3,24	1130	569	399	9,28	0,2
21	90	Универсальный передаточный документ от 02 сентября 2022года от ООО "ТПК "АВАНГАРД-СЕРВИС"	Интерфейсный кабель КИПЭВ 1х2х0,6	м		530	10,01				5305			49,18	1,06
22	91	ТЕРм02-01-002-07	Автоматизированная система управления II категории технической сложности с количеством каналов (Кобщ): 40	1 система		1	5868,72	5868,72			5869			330	
ПС №8 6 кВ, г. Киселевск															
23	104	ТЕРм08-03-545-01	Коробка (ящик) с зажимами для кабелей и проводов сечением до 6 мм2, устанавливаемая на конструкции на стене или колонне, количество зажимов до 10	1 шт.		7	84,98	37,4	2,04		595	262	14	3,31	
24	105	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО "ТПК "АВАНГАРД-СЕРВИС"	Разветвитель интерфейса	шт		7	43,39				304			23,17	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
25	106	ТЕРм08-03-574-01	Разводка по устройствам и подключение жил кабелей или проводов сечением: до 10 мм2	100 жил	0,8	296,56	200,09	3,12	0,16	237	160	2		16,8 13,44	0,01 0,01
26	107	ТЕРм08-02-147-01	Кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением на поворотах и в конце трассы, масса 1 м кабеля до 1 кг	100 м кабеля	3,6	213,27	107,28	75,36	3,24	768	386	271	12	9,28 33,41	0,2 0,72
27	108	ТЕРм08-02-158-14	Заделка концевая сухая для 3-4-жильного кабеля с пластмассовой и резиновой изоляцией напряжением: до 1 кВ, сечение одножильный до 35 мм2	1 шт.	38	20,8	10,64	3,12	0,16	790	404	119	6	0,92 34,96	0,01 0,38
28	109	Универсальный передаточный документ №271 от 02 сентября 2022года от ООО "ТПК "АВАНГАРД-ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ"	Интерфейсный кабель КИПЗВ 1х2х0,6	м	360	10,01				3604					
29	110	ТЕРп02-01-002-05	Автоматизированная система управления II категории технической сложности с количеством каналов (Кобш): 20	1 система	1	2987,71	2987,71			2988	2988			168 168	
30	111	ТЕРп02-01-002-06	Автоматизированная система управления II категории технической сложности с количеством каналов (Кобш): за каждый канал свыше 20 до 39 добавлять к расценке	1 канал	8	144,05	144,05			1152	1152			8,1 64,8	
ПС №13 "ш. Краснокаменная" 35/6 кВ, г. Киселевск															
31	120	ТЕРм08-03-545-01	Коробка (ящик) с зажимами для кабелей и проводов сечением до 6 мм2, устанавливаемая на конструкции на стене или колонне, количество зажимов до 10	1 шт.	3	84,98	37,4	2,04		255	112	6		3,31 9,93	
32	121	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО "ТПК "АВАНГАРД-ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ"	Разветвитель интерфейса	шт	3	43,39				130					
33	122	ТЕРм08-03-574-01	Разводка по устройствам и подключение жил кабелей или проводов сечением: до 10 мм2	100 жил	0,2	296,56	200,09	3,12	0,16	59	40	1		16,8 3,36	0,01
34	123	ТЕРм08-02-147-01	Кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением на поворотах и в конце трассы, масса 1 м кабеля до 1 кг	100 м кабеля	2,1	213,27	107,28	75,36	3,24	448	225	158	7	9,28 19,49	0,2 0,42
35	124	ТЕРм08-02-158-14	Заделка концевая сухая для 3-4-жильного кабеля с пластмассовой и резиновой изоляцией напряжением: до 1 кВ, сечение одножильный до 35 мм2	1 шт.	12	20,8	10,64	3,12	0,16	250	128	37	2	0,92 11,04	0,01 0,12
36	125	Универсальный передаточный документ №271 от 02 сентября 2022года от ООО "ТПК "АВАНГАРД-ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ"	Интерфейсный кабель КИПЗВ 1х2х0,6	м	210	10,01				2102					



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
37	126	ТЕР02-01-002-03	Автоматизированная система управления II категории технической сложности с количеством каналов (Кобщ): 10	1 система	1	1511,64	1511,64			1512	1512			85	
38	127	ТЕР02-01-002-04	Автоматизированная система управления II категории технической сложности с количеством каналов (Кобщ): за каждый канал свыше 10 до 19 добавлять к расценке 02-01-002-03	1 канал	2	147,61	147,61			295	295			8,3	
ПС №28 35/6 кВ, Прокляевский район, разрез Березовский															
39	128	ТЕР08-03-572-03	Блок управления шкафного исполнения или распределительный пункт (шкаф), устанавливаемый: на стене, высота и ширина до 600х600 мм	1 шт.	1	254,65	27,63	37,25	1,62	255	28	37	2	2,32	0,1
40	129	ТЕРм11-01-001-01	Конструкции для установки приборов, масса: до 1 кг	1 шт.	2	40,81	5,47	6,69	0,72	82	11	13	1	0,52	0,06
41	130	ТЕРм11-04-008-03	Съемные и выдвижные блоки (модули, ячейки, ТЗЗ), масса: до 20 кг	1 шт.	1	35,17	32,07	2,46		35	32	2		1,04	0,12
42	131	ТЕР08-03-574-01	Разводка по устройствам и подключение жил кабелей или проводов сечением: до 10 мм2	100 жил	0,4	296,56	200,09	3,12	0,16	119	80	1		16,8	0,01
43	132	ТЕРм10-06-068-15	Конфигурация и настройка сетевых компонентов (мост, маршрутизатор, модем и т.п.)	1 шт.	1	580,18	568,8			580	569			32	
44	133	ТЕР08-03-526-01	Автомат одно-, двух-, трехполюсный, устанавливаемый на конструкции: на стене или колонне, на ток до 25 А	1 шт.	2	38,94	17,83	1,1		78	36	2		1,56	
45	134	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО "МБС"	Шкаф эл.оборудования 600х600х250	шт	1	1110,45				1110				3,12	
46	135	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО "МБС"	4G-коммуникатор	шт	1	1062,39				1062					
47	136	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО "МБС"	Автоматический выключатель 6А 2П	шт	2	74,49				149					
48	137	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО "МБС"	Аксессуары	шт	1	266,99				267					
49	138	ТЕР08-03-545-01	Коробка (ящик) с зажимами для кабелей и проводов сечением до 6 мм2, устанавливаемая на конструкции на стене или колонне, количество зажимов: до 10	1 шт.	18	84,98	37,4	2,04		1530	673	37		3,31	
														59,58	

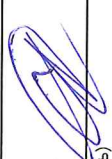
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
50	139	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО "ТЭК"	Разветвитель интерфейса	шт		18					781				
51	140	ТЕРм08-03-574-01	Разводка по устройствам и подключение жил кабелей или проводов сечением: до 10 мм2	100 жил	0,5	296,56	200,09	3,12	0,16	148	100	2		16,8 8,4	0,01 0,01
52	141	ТЕРм08-02-147-01	Кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением на поворотах и в конце трассы, масса 1 м кабеля до 1 кг	100 м кабеля	9,5	213,27	107,28	75,36	3,24	2026	1019	716	31	9,28 88,16	0,2 1,9
53	142	ТЕРм08-02-158-14	Заделка концевая сухая для 3-4-жильного кабеля с пластмассовой и резиновой изоляцией напряжением: до 1 кВ, сечение одной жилы до 35 мм2	1 шт.	72	20,8	10,64	3,12	0,16	1498	766	225	12	0,92 66,24	0,01 0,72
54	143	Универсальный передаточный документ №291 от 02 сентября 2022года от ООО "ТЭК"	Интерфейсный кабель КИПЗВ 1х2х0,6	м	880	10,01				8809					
55	144	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО "ТЭК"	Кабель питания ВВГнг(А)-LS 3х1,5	м	70	8,12				568					
56	145	ТЕРм02-01-002-07	Автоматизированная система управления II категории технической сложности с количеством каналов (Кобц): 40	1 система	1	5888,72	5888,72			5869	5869			330 330	
57	146	ТЕРм02-01-002-08	Автоматизированная система управления II категории технической сложности с количеством каналов (Кобц): за каждый канал свыше 40 до 79 добавлять к расценке 02-01-002-07	1 канал	32	140,67	140,67			4501	4501			7,91 253,12	
Матюшинская 35/6 кВ, Пркопьевский район, разрез Березовский															
58	147	ТЕРм08-03-572-03	Блок управления шкафного исполнения или распределительный пункт (шкаф), устанавливаемый: на стене, высота и ширина до 600х600 мм	1 шт.	1	254,65	27,63	37,25	1,62	255	28	37	2	2,32 2,32	0,1 0,1
59	148	ТЕРм11-01-001-01	Конструкция для установки приборов, масса: до 1 кг	1 шт.	2	40,81	5,47	6,69	0,72	82	11	13	1	0,52 1,04	0,06 0,12
60	149	ТЕРм11-04-008-03	Съемные и выдвигаемые блоки (модули, ячейки, ТЗЗ), масса: до 20 кг	1 шт.	1	35,17	32,07	2,46		35	32	2		3,09 3,09	
61	150	ТЕРм08-03-574-01	Разводка по устройствам и подключение жил кабелей или проводов сечением: до 10 мм2	100 жил	0,4	296,56	200,09	3,12	0,16	119	80	1		16,8 6,72	0,01
62	151	ТЕРм10-06-068-15	Конфигурация и настройка сетевых компонентов (мост, маршрутизатор, модем и т.п.)	1 шт.	1	580,18	568,8			580	569			32 32	
63	152	ТЕРм08-03-526-01	Автомат одно-, двух-, трехполюсный, устанавливаемый на конструкции: на стене или колонне, на ток до 25 А	1 шт.	2	38,94	17,83	1,1		78	36	2		1,56 3,12	


1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
64	153	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО ИСКУС	Шкаф эл.оборудования 600х600х250	шт	1	1110,45				1110					
65	154	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО ИСКУС	4G-коммуникатор	шт	1	1062,39				1062					
66	155	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО ИСКУС	Автоматический выключатель 6А 2П	шт	2	74,49				149					
67	156	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО ИСКУС	Аксессуары	шт	1	266,99				267					
68	157	ТЕРм08-03-545-01	Коробка (ящик) с зажимами для кабелей и проводов сечением до 6 мм2, устанавливаемая на конструкции на стене или колонна. количество зажимов: до 10	1 шт.	4	84,98	37,4	2,04		340	150	8		3,31 13,24	
69	158	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО ИСКУС	Разветвитель интерфейса	шт	4	43,39				174					
70	159	ТЕРм08-03-574-01	Разводка по устройствам и подключение жил кабелей или проводов сечением: до 10 мм2	100 жил	0,24	296,56	200,09	3,12	0,16	71	48	1		16,8 4,03	0,01
71	160	ТЕРм08-02-147-01	Кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам с креплением на поворотах и в конце трассы, масса 1 м кабеля: до 1 кг	100 м кабеля	2,1	213,27	107,28	75,36	3,24	448	225	158	7	9,28 19,49	0,2 0,42
72	161	ТЕРм08-02-158-14	Заделка концевая сухая для 3-4-жильного кабеля с пластмассовой и резиновой изоляцией напряжением: до 1 кВ, сечение одной жилы до 35 мм2	1 шт.	24	20,8	10,64	3,12	0,16	499	255	75	4	0,92 22,08	0,01 0,24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
73	162	Универсальный передаточный документ №291 от 02 сентября 2022года от ООО "ТПК "АВАНГАРД"-ООО "ИЗРАЭЛЬСКИЙ"	Интерфейсный кабель КИПЭВ 1х2х0,6	м	140	10,01					1401					
74	163	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО "ИЗРАЭЛЬСКИЙ"	Кабель питания ВВГнг(А)-LS 3х1,5	м	70	8,12					568					
ПС №28 35/6 кВ, Пржевальский район, разрез Березовский																
75	166	ТЕРм08-03-572-03	Блок управления шкафного исполнения или распределительный пункт (шкаф), устанавливаемый: на стене, высота и ширина до 600х600 мм.	1 шт.	1	254,65	27,63	37,25	1,62	255	28	37	2	2,32 2,32	0,1 0,1	
76	167	ТЕРм11-01-001-01	Конструкции для установки приборов, масса: до 1 кг	1 шт.	2	40,81	5,47	6,69	0,72	82	11	13	1	0,52 1,04	0,06 0,12	
77	168	ТЕРм11-04-008-03	Съемные и выдвижные блоки (модули, ячейки, ТЭЭ), масса: до 20 кг	1 шт.	1	35,17	32,07	2,46		35	32	2		3,09 3,09		
78	169	ТЕРм08-03-574-01	Разводка по устройствам и подключение жил кабелей или проводов сечением: до 10 мм2	100 жил	0,4	296,56	200,09	3,12	0,16	119	80	1		16,8 6,72	0,01	
79	171	ТЕРм08-03-526-01	Автомат одно-, двух-, трехполюсный, устанавливаемый на конструкции: на стене или колонне, на ток до 25 А	1 шт.	2	38,94	17,83	1,1		78	36	2		1,56 3,12		
80	174	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО "ИЗРАЭЛЬСКИЙ"	Автоматический выключатель 6А 2П	шт	2	74,49				149						
81	175	Универсальный передаточный документ №114 от 11 октября 2022года от ООО "ИЗРАЭЛЬСКИЙ"	Аксессуары	шт	1	266,99				267						
Итого прямые затраты по акту в базисных ценах											98150	46681	3518	154	2922,02	9,62
Итого прямые затраты по акту с учетом индексов, в текущих ценах (Индекс за Август 2021г к базе 2001г в редакции 2009, 2014г ОЗП=29,42; ЭМ=7,72; ЗПМ=29,4)											1777888	1373355	27159	4530	2922,02	9,62
Накладные расходы																
Сметная прибыль											987410					
Итого по акту:											630302					
Итого Монтажные работы																
Итого Прочие затраты															906,8	9,62
Итого															2015,22	
В том числе:															2922,02	9,62
Материалы																
															</	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Машины и механизмы										27159					
ФОТ										1377885					
Накладные расходы										987410					
Сметная прибыль										630302					
Итого с договорным коэффициентом 3 395 600 * 0,8638875										2 933 416,00					
НДС 20%										586 683,20					
ВСЕГО по акту										3 520 099,20				2922,02	9,62

Сдал: Директор ООО «Комплектэнерго»  С.А. Дунаев
 (подпись) (расшифровка подписи)

Принял: Генеральный директор ООО «ОЭСК»  А.А. Фомичев
 (подпись) (расшифровка подписи)

Инвестор - _____
организация, адрес, телефон, факс
Заказчик (Генподрядчик) - ООО "ОЭСК", 653053, Кемеровская область-Кузбасс, г. Прокопьевск, ул. Гайдара, д. 43, пом. 1п

Подрядчик (Субподрядчик) - ООО «Комплектэнерго», 654005, Кемеровская область-Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Ногрская, д. 11, пом. 108
организация, адрес, телефон, факс

ПС "Электромашина" 35/6 кВ г. Прокопьевск; ПС 110/6 кВ "Машзавод", г. Киселевск; ПС "Тайбинская" 35/6 кВ, г. Киселевск; ПС №8 6 кВ, г. Киселевск; ПС №13 "ш. Краснокаменная" 35/6 кВ, г. Киселевск; ПС №28 35/6 кВ, Прокопьевский район, разрез Березовский; Матюшинская 35/6 кВ, Стройка - Пркопьевский район, разрез Березовский.

Строительно-монтажные и пусконаладочные работы по внедрению интеллектуальной автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на трансформаторных подстанциях для ООО "ОЭСК"
наименование, адрес

Форма по ОКУД	Код
по ОКПО	322001
по ОКПО	89915364
по ОКПО	20453175
Вид деятельности по ОКДП	
Договор подряда (контракт)	номер
	56/2022
	дата
	11.07.2022
Вид операции	

Номер документа	Дата составления
1	30.12.2022

Отчетный период	
с	по
01.08.2022	30.12.2022

СПРАВКА О СТОИМОСТИ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ И ЗАТРАТ

Номер п/п	Наименование пусковых комплексов, объектов, видов работ, оборудования, затрат	Код	Стоимость выполненных работ и затрат, руб.		
			с начала проведения работ	с начала года по отчетный месяц включительно	в том числе за отчетный месяц
1	2	3	4	5	6
1	Всего работ и затрат, включаемых в стоимость работ в том числе:		2 933 416,00	2 933 416,00	2 933 416,00
	Строительно-монтажные и пусконаладочные работы по внедрению интеллектуальной автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на трансформаторных подстанциях для ООО "ОЭСК"		2 933 416,00	2 933 416,00	2 933 416,00
Итого, руб.					2 933 416,00
НДС 20%, руб.					586 683,20
Всего, руб.					3 520 099,20

Заказчик (генподрядчик):

М П

Подрядчик (субподрядчик):

М П



Генеральный директор ООО "ОЭСК"

должность

подпись

А.А. Фомичев

расшифровка

Директор ООО «Комплектэнерго»

должность

подпись

С.А. Дунаев

расшифровка





20.12.2022

Интеллектуальная автоматизированная
информационно-измерительная система
коммерческого учёта электроэнергии
(АИИС КУЭ) на трансформаторных
подстанциях ООО «ОЭСК».
(Протоколы наладки).

Александр Седельницкий
ООО «КОМПЛЕКТ ЭНЕРГО»

1. Общее описание системы.

1.1. Основание выполнения работ.

Работы выполнены на основании договора между ООО «Комплектэнерго» и ООО «ОЭСК» № 56/2022 от «11» июля 2022 г.

Предмет договора – выполнение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ по внедрению интеллектуальной автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) на трансформаторных подстанциях для ООО «ОЭСК» согласно выданного технико-коммерческого предложения ООО «Комплектэнерго».

1.2. Назначение.

Система выполняет автоматизированный сбор данных по учету электроэнергии: показания (суточные, месячные, в т.ч. тарифные) профили нагрузки, журналы событий, текущие измерения параметров.

Объектами учета являются входные и отходящие фидеры подстанций находящихся в ведении ООО «ОЭСК».

2. Оборудование системы.

2.1. Система выполнена, как программно-аппаратный комплекс, в состав которого входит:

- Сервер баз данных;
- Сервера сбора;
- Автоматизированные рабочие места (АРМ);
- Сетевое оборудование;
- Модемы передачи данных с подстанций;
- Многофункциональные электросчетчики электрической энергии различных типов и производителей с наличием портов передачи информации.

Программная реализация выполнена на основе программного комплекса ПК «ЭНЕРГОСФЕРА 8.1» производства ИК «Прософт Системы»:

- БД «Энергосфера» — база данных системы для долговременного хранения и обработки данных под управлением СУБД MS SQL.
- Сервер сбора данных основан на взаимодействии центра сбора данных ПК «Энергосфера» и серверов сбора предоставляемых производителями коммуникационного оборудования и коммуникационных услуг.
- АРМ «Энергосфера» (Windows-приложение);

Физически БД и серверы сбора ПК «Энергосфера» функционируют на сервере производства НР.

2.2. Для связи электросчетчиков энергоустановок с центром сбора используются модемы:

- АТМ41.А_В-2.2, производство компании «iRZ Электроника»;
- ТЕ 101.04Д/1, производство ООО «ТехноЭнерго»;

Серверы опроса предоставлены производителями модемов и применены:

- Программа iRZ Collector, для АТМ41.А_В-2.2;
- Сервер идентификации ТЕ для ТЕ 101.04Д/1.

2.3. Электросчетчики подключены к модемам с использованием интерфейса RS-485, с использованием разветвительных коробок ПР-3;

2.4. Подключение приборов учета, модемов произведено согласно технической документации, представленной заказчиком:

- ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ "Электромашина" – Приложение 1 на 58 л.
- ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 110/6кВ «Машзавод» – Приложение 2 на 69 л.
- ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 6/0,4кВ №8 «ш.Тайбинская» – Приложение 3 на 74 л.
- ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ «ш.Краснокаменная» – Приложение 4 на 62 л.
- ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ "Матюшинская" – Приложение 5 на 58 л.
- ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №39 «Березовская» – Приложение 6 на 73 л.
- ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №28 «Калачевская» – Приложение 7 на 73 л.
- ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №2 «Тайбинская» – Приложение 8 на 67 л.

1. Работа с системой.

1.1.

<u>Программа</u>	<u>Логин</u>	<u>Пароль</u>	Пароли доступа
OC Windows	Администратор	asdQWE123	к компонентам системы.
MS SQL	sa	Prosoft12345	
Личный кабинет https://us.lar.tech/	Complectenergo	Complectenergo	
Счетчики lar.tech	2222222222222222	-	
IRZ Server	-	-	
IRZ Dispatcher	-	-	
Сервер идентификации TE	-	-	

1.2. Настройки GSM.

<u>Оператор</u>	<u>APN</u>	<u>Логин</u>	<u>Пароль</u>	<u>Примечания</u>
Beeline	internet.beeline.ru	Beeline	Beeline	-
MegaFon	internet	MegaFon	MegaFon	ПС 39 35/6кВ

Адрес сервера:

IP	Port
176.196.255.222	50000

1.3. Объекты учета, точки учета, адреса, настройки, коэффициенты.

№ п/п	Наименование присоединения	Тип оборудования	Серийный №	Адрес (настройка)	Ктт	Ктн
1	<u>ПС "Электромашина" 35/6 кВ</u>					
	модем	АТМ41.А_В-2.2	863921035471138	9600/8/п/1		
1.1	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, яч. 35-К-29	СЭТ-4ТМ.03.01	0112055136	67	1500/5	6000/100
1.2	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, яч. 35-К-30	СЭТ-4ТМ.03.01	0112054141	63	1500/5	6000/100
1.3	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, яч. 35 -К-4	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	1104210112	112	20/5	6000/100
1.4	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, яч. 35-К-22	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	1104210060	60	20/5	6000/100
1.5	ПС "Электромашина" 35/6 кВ, яч. 35-К-24	СЭТ-4ТМ.03М.01	0812103694	5	600/5	6000/100
2	<u>ПС "Машзавод" 110/6 кВ</u>					
	модем		863921033763650	9600/8/п/1		
2.1	Т-1-25-1с-яч. 6-9-3	СЭТ-4ТМ.03М.01	0805122626	9	3000/5	6000/100
2.2	Т-1-25-2с-яч. 6-10-3	СЭТ-4ТМ.03.01	0107073049	142	3000/5	6000/100
2.3	Т-2-25-3с-яч. 6-37-3	СЭТ-4ТМ.03М.01	0812112927	27	3000/5	6000/100
2.4	Т-2-25-4с-яч. 6-34-3	СЭТ-4ТМ.03М.01	0806100780	80	3000/5	6000/100
2.5	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. 12	СЭТ-4ТМ.02М.03	0809111098	98	600/5	6000/100
2.6	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. 14	СЭТ-4ТМ.02М.03	0809111184	184	400/5	6000/100
2.7	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. 16	СЭТ-4ТМ.03М.01	0801120739	39	400/5	6000/100
2.8	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. 31	СЭТ-4ТМ.02М.03	0809111095	95	300/5	6000/100
2.9	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. 38	СЭТ-4ТМ.03М.01	0805102720	20	600/5	6000/100
2.10	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. 3	СЭТ-4ТМ.02.14	0010021007	18	300/5	6000/100
2.11	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. 41	СЭТ-4ТМ.02.14	0003021108	8	300/5	6000/100
2.12	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. 42	СЭТ-4ТМ.02.14	0012011229	21	300/5	6000/100
2.13	ПС 110/6 кВ "Машзавод" РУ-6 кВ, яч. 40	СЭТ-4ТМ.03М.01	0806143481	81	600/5	6000/100
3	<u>ПС №8 6 кВ</u>					
3.1	модем	АТМ41.А_В-2.2	863921034654841			
3.2	ПС №8 6 кВ яч. 11			11	400/5	6000/100
3.3	ПС №8 6 кВ яч. 12	СЭТ-4ТМ.03М	0802112738	38	400/5	6000/100
3.4	ПС №8 6 кВ яч. 15	СЭТ-4ТМ.03М	0810110044	44	300/5	6000/100
3.5	ПС №8 6 кВ яч. 28			28	600/5	6000/100
3.6	ПС №8 6 кВ яч. 29			29	200/5	6000/100
3.7	ПС №8 6 кВ яч. 4			4	200/5	6000/100
3.8	ПС №8 6 кВ яч. 9			9	75/5	6000/100

4	<u>ПС №13 "ш. Краснокаменная" 35/6 кВ</u>					
	модем	АТМ41.А_В-2.2				
4.1	ПС №13 "ш. Краснокаменная" 35/6 кВ, яч. № 16	СЭТ-4ТМ.03М.01	0819211140	140	300/5	6000/100
4.2	ПС №13 "ш. Краснокаменная" 35/6 кВ, яч. № 29	СЭТ-4ТМ.03М.01	0819211188	188	300/5	6000/100
4.3	ПС №13 "ш. Краснокаменная" 35/6 кВ яч. № 23	СЭТ-4ТМ.03.01	0107070444	72	150/5	6000/100
5	<u>ПС "Матюшинская" 35/6кВ</u>					
	модем	ТЕ 101.04Д/1	4207225096			
5.1	ПС 35/6 кВ Матюшинская, яч. 15	СЭТ-4ТМ.03М.01	0802130984	84	1250/5	6000/100
5.2	ПС 35/6 кВ Матюшинская, яч. 6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0802131214	214	1250/5	6000/100
5.3	ПС 35/6 кВ Матюшинская, щит 0,4 кВ ТСН 1	СЭТ-4ТМ.02М.15	0807112749	49	200/5	-
5.4	ПС 35/6 кВ Матюшинская, щит 0,4 кВ ТСН 2	СЭТ-4ТМ.03М.09	0808162704	7	200/5	-
6	<u>ПС №39 35/6 кВ</u>					
	модем	ТЕ 101.04Д/1	4207225097			
6.1	ПС39 35/6 ввод 35 кВ ЗС-33	СЭТ-4ТМ.03.03	0108081643	43	400/5	35000/100
6.2	ПС39 35/6 ввод 35 кВ ЗС-34 ВВ2	СЭТ-4ТМ.03.03	0108080778	78	400/5	35000/100
6.3	ПС39 35/6 ввод 6 кВ Т-1	СЭТ-4ТМ.03.03	0108081640	40	2000/5	6000/100
6.4	ПС39 35/6 ввод 6 кВ Т-2	СЭТ-4ТМ.03.03	0108080820	20	2000/5	6000/100
6.5	ПС 39 яч.1	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1115200046	46	600/5	6000/100
6.6	ПС 39 яч.8	СЭТ-4ТМ.03.03	0108081641	41	600/5	6000/100
6.7	ПС 39 яч.15	СЭТ-4ТМ.03М.01	0805102532	32	600/5	6000/100
6.8	ПС 39 яч. 22	СЭТ-4ТМ.03М.01	0805102691	39	600/5	6000/100
6.9	ПС39 яч.17	СЭТ-4ТМ.03.03	0108081642	42	100/5	6000/100
6.10	ПС39 яч.18	СЭТ-4ТМ.03.03	0108080862	62	150/5	6000/100
7	<u>ПС №28 35/6 кВ</u>					
	модем	ТЕ 101.04Д/1	4207225146			
7.1	ПС 28 яч. 7	СЭТ-4ТМ.03М.01	0811081152	152	200/5	6300/100
7.2	ПС 28 яч. 18	СЭТ-4ТМ.03М.01	0805102463	63	600/5	6300/100
8	<u>ПС "Тайбинская" 35/6 кВ</u>					
	модем	АТМ41.А_В-2.2				
8.1	ПС "Тайбинская" 35/6 кВ №2 яч. 21	СЭТ-4ТМ.03.01	0107082210	13	200/5	6000/100
8.2	ПС "Тайбинская" 35/6 кВ №2 яч. 23	СЭТ-4ТМ.02.14	0009030067	67	200/5	6000/100

8.3	ПС "Тайбинская" 35/6 кВ №2 яч. 25	СЭТ- 4ТМ.02.14	0009031029	29	300/5	6000/100
8.4	ПС "Тайбинская" 35/6 кВ №2 яч. 26	СЭТ- 4ТМ.02.14	0009030149	149	200/5	6000/100
8.5	ПС "Тайбинская" 35/6 кВ №2 яч. 4	СЭТ- 4ТМ.02.14	0009030099	99	200/5	6000/100
8.6	ПС "Тайбинская" 35/6 кВ №2 яч. 11	СЭТ- 4ТМ.03.01	0107070400	78	400/5	6000/100
8.7	щит учета ПС "Тайбинская" 35/6 кВ №2 яч. 10	СЭТ- 4ТМ.03.01	0104082287	87	300/5	6000/100
8.8	щит учета ПС "Тайбинская" 35/6 кВ №2 яч. 27	СЭТ- 4ТМ.03.01	0104084276	5	200/5	6000/100
8.9	щит учета ПС "Тайбинская" 35/6 кВ №2 яч. 29	СЭТ- 4ТМ.03.01	0107076033	56	100/5	6000/100
8.10	щит учета ПС "Тайбинская" 35/6 кВ №2 яч. 3	СЭТ- 4ТМ.03.01	0805102434	34	400/5	6000/100

4. Документация для настройки и работы в системе.

4.1. Для работы с компонентами ПК «Энергосфера»:

Инструкция по настройке и эксплуатации ПК «Энергосфера» представлена на диске с дистрибутивом программного комплекса.

4.2. Серверное приложение iRZ Server, iRZ Collector 3.1:

https://www.radiofid.ru/upload/files/irz_collector/3_1/iRZ_Collector_Server_Configuration_RU.pdf

4.3. Сервер идентификации TE:

<https://www.nzif.ru/uploads/sert/energo/gsm/c101/ruk.pdf>

Инженер- наладчик



Седельницкий А.Ю.

Директор ООО «Комплектэнерго»




Дунаев С.А.

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №2 «Тайбинская»

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.ТРП

2020

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №2 "Тайбинская"

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

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

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.07.ТД					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская" Ведомость ТД			Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева							ТП	2	46
Пров.		Козлов							ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.											
Утв.		Савченко							425		

Раздел 1. Пояснительная записка

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

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская".

Технорабочий проект выполнен на основании:

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

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская" находится в г.Киселевске и имеет распределительные устройства 35 и 6кВ. В настоящее время подстанция ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская" присоединяется к энергосистеме двумя отпайками от ВЛ-35-4-1 и ВЛ-35-4-2.

ОРУ-35кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным выключателем.

На подстанции установлены три силовых трансформатора 35/6кВ мощностью 6,3МВА и 10МВА.

ЗРУ-6кВ выполнена по системе двух секций 6кВ с секционным разъединителем. В цепях присоединений ЗРУ-6кВ установлены трансформаторы тока типа ТПФМ-10, ТПЛ-10, ТПФ-10, ТПОЛ-10 класса точности 0,5 и трансформатор напряжения НТМИ-10 и ЗНОЛ106 класса точности 0,5.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;
- обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									3	
									426	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.ТД				

- выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;
- оценки, локализация, поиск потерь электроэнергии;
- формирования всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

Основные функции АИИС КУЭ:

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСПД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСПД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

14 Описание процесса деятельности

Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 35/6кВ №2 «Тайдинская» представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.

Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом

Взам. инв. №	<p>компьютерского и технического учета электроэнергии на электроустановках ПС 33, 60, 10 кВ №2 «Таврический» представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.</p> <p>Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом</p>					
	Подп. и дата					
Инв. № подл.						
	ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист
						4
						427

индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи GPRS и GPRS.

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

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

16 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

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

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

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

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

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Normоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

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

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

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

ГОСТ 12.2007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

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

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

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

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									5
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД			428

ГОСТ 21404–85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21406–88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

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

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

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

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

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

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

ГОСТ Р 8.563–96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

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

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.</p> <p>ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.</p> <p>ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.</p> <p>ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.</p> <p>ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.</p>						
			ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД						Лист
									6 429
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.07.ТД		Лист
											7
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			430

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;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист
										8
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		431

энергии;
— осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
— выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
— обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
— осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;

- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, 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 КУЗ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИС КЧЭ 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 КУЗ 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:

Взам. инв. №	<p>Результаты измерения счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.</p> <p>Ремонтный режим работы</p> <p>В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.</p> <p>Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.</p> <p>Диагностика и проверка работоспособности системы</p> <p>Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:</p>						Лист	
	Подп. и дата							
Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.07.ТД	9 432
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;
компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;
на компьютерах установлено программное обеспечение.

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

1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КЧЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КЧЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

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

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

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

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

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

Установка счетчиков электроэнергии.

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Установка счетчиков электроэнергетики.</p> <p>Перед установкой необходимо убедиться в том, что устанавливаемый счетчик нужной модификации и соответствует требуемым условиям и режимам работы. А также необходимо убедиться, что на всех присоединениях имеется действующая поверка для трансформаторов тока и напряжения.</p> <p>Монтаж счетчика осуществляется в соответствии с рекомендованной последовательностью, указанной в инструкции по монтажу и паспорте счетчика.</p> <p>Подключение измерительных цепей к электросчетчику осуществляется в соответствии со схемами вторичных измерительных цепей. Счетчики подключить при помощи существующих проводов, используя существующие испытательные коробки.</p>																
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<p>ИЭТ.83.2020.0ЭСК.07.ТД</p>	<p>Лист</p> <p>10</p> <p>433</p>
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата														

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

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

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

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

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.ОЭСК.07.ТД	Лист	
							11	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		434	

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 21	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, панель учета электроэнергии	ТПФМ-10	200/5	ЗНО/1.06	6000/100
2	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 4	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФМ-10	200/5	НТМИ-6	6000/100
3	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 6-11-Г	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПЛ-10	400/5	НТМИ-6	6000/100
4	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 23	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФ	200/5	ЗНО/1.06	6000/100
5	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 25	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФМ-10	300/5	ЗНО/1.06	6000/100
6	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 26	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФ	200/5	ЗНО/1.06	6000/100
7	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 6-3-Г	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФМ-10	400/5	НТМИ-6	6000/100
8	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 6-10-Г	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФМ-10, ТПЛ-10	300/5	НТМИ-6	6000/100
9	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 6-27-Г	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПОЛ-10, ТПФМ-10	200/5	ЗНО/1.06	6000/100
10	ПС "Тайдинская" 35/6 кВ №2 ф. 6-29-Г	ПСЧ-4 ТМ.05МК.01	0,5S/0,5		ТПФМ-10	100/5	ЗНО/1.06	6000/100
11	ТСН-1	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ пан.ТСН	Нет данных	Нет данных	-	-
12	ТСН-2	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05	0,5S/0,5		Нет данных	Нет данных	-	-

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист 12 435

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

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

Первый ИИК (нижний) уровень

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

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

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД		Лист
									13
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				436

ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИВК

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

ИВК обеспечивает:

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

Уровень ИВК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

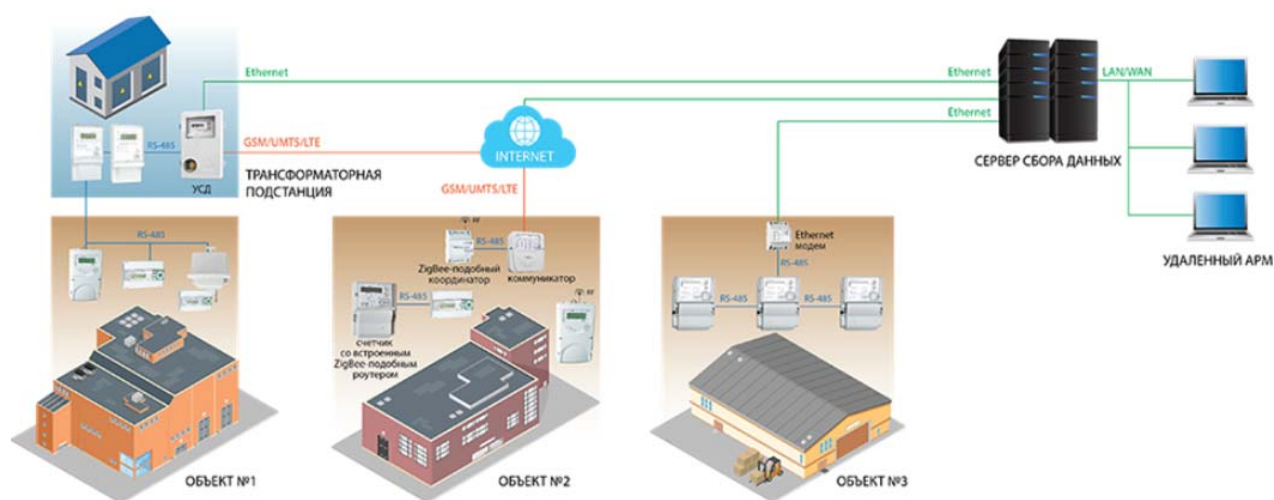
- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - полчасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

Взам. инв. №	Подп. и дата	<ul style="list-style-type: none">Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).Считывание журнала событий УСД.Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.							
								ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		14 437

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист	
							15	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		438	

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист	
							16 439	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

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

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

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

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

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

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

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

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

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист 17 440
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

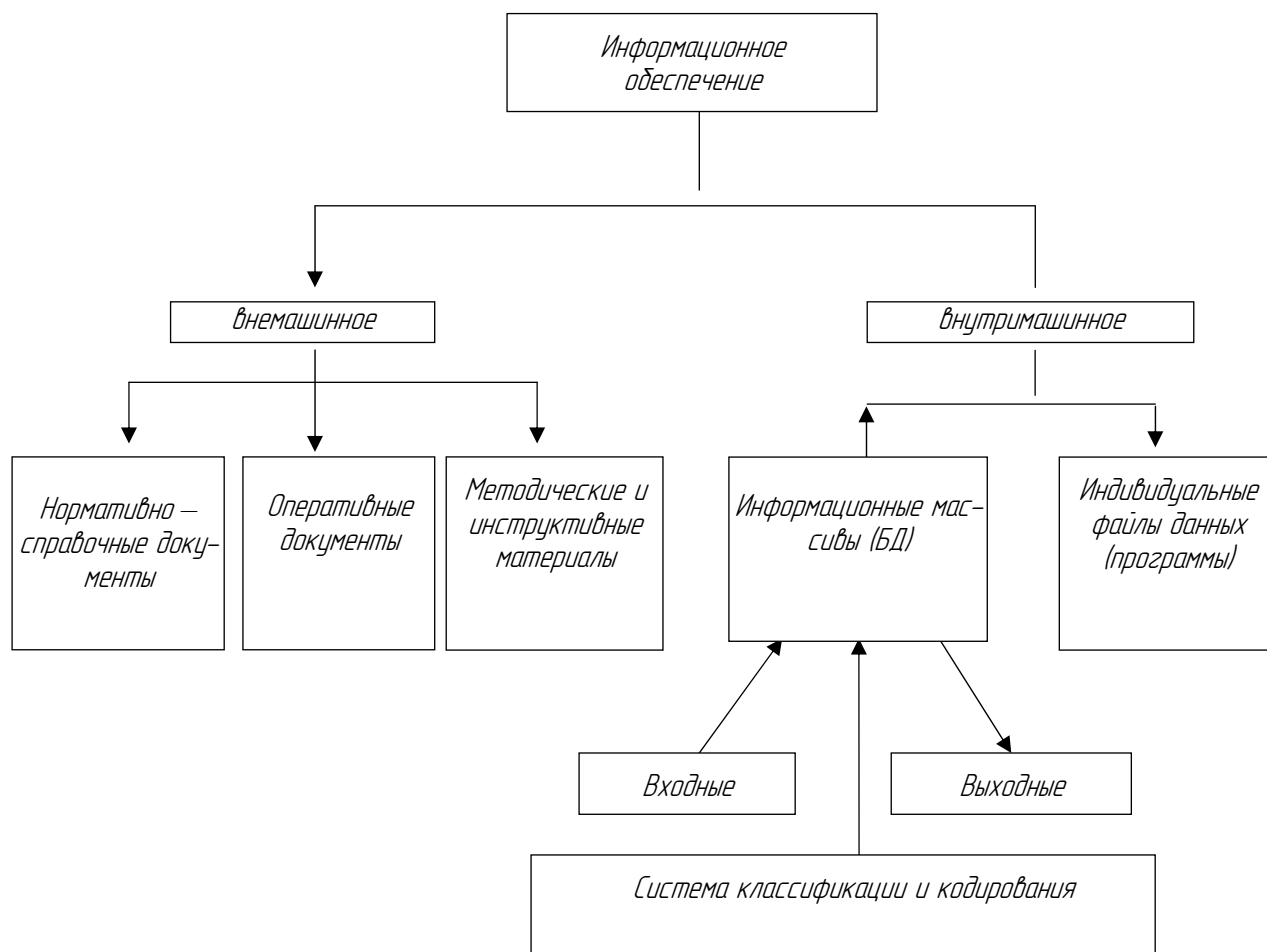


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

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

В системе представлена следующая информация:

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист 18 441
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

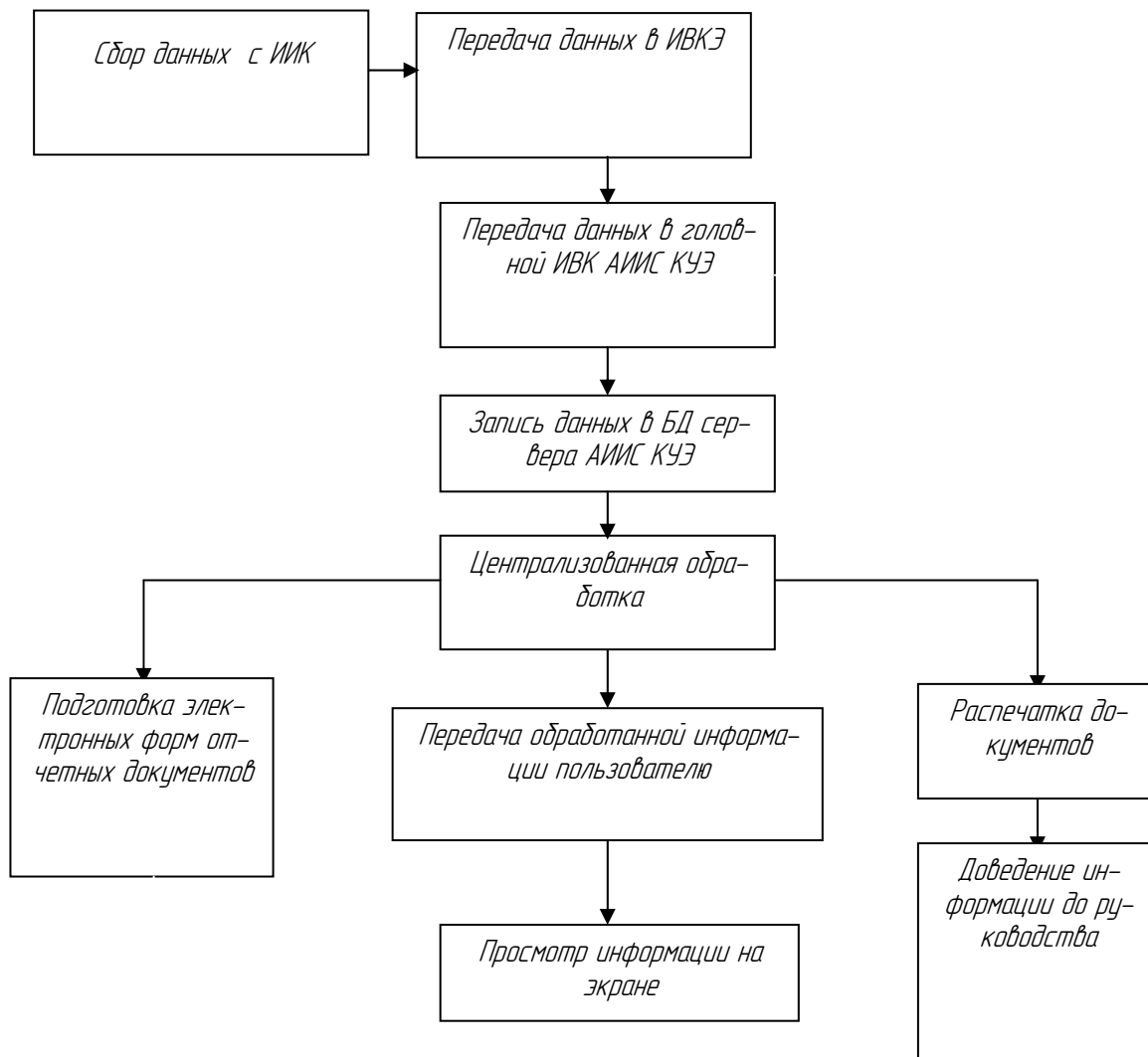


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

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

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

4.4 Организация внемашиной информации

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

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">— осуществлять контроль за состоянием оборудования;— осуществлять контроль за состоянием оборудования;— формировать отчеты;— формировать данные для передачи другим субъектам рынка.					
			<h4>4.4 Организация внемашинной информации</h4>					
			<p>Внемашинная информация предназначена для формирования технологического процесса работы системы и включает в себя:</p> <ul style="list-style-type: none">- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД		Лист
								19
								442

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.07.ТД	Лист	
							20	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		443	

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствуют ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках \square до 144;

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА					
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии					
Подп. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).					
	Тарификатор:					
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;					
ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД						Лист
						21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	444

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									22	
									445	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<i>нему, заднему фронту или обоим фронтам;</i>								
			<i>как вход телесигнализации.</i>								
			<i>Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:</i>								
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<i>ограничения мощности нагрузки;</i>								
			<i>ограничения энергии за сутки;</i>								
			<i>ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа ме- сяца);</i>								
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<i>контроля напряжения сети;</i>								
			<i>контроля температуры счетчика;</i>								

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД			24
									447

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

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, элек- тросчетчиков 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 лю- бых 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 погреш- ности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист
							25
							448

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \delta \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_0}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \delta \leq I < I \delta$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200 бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД		Лист
											28
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			451

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД		Лист
											29
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			452

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.07.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		453

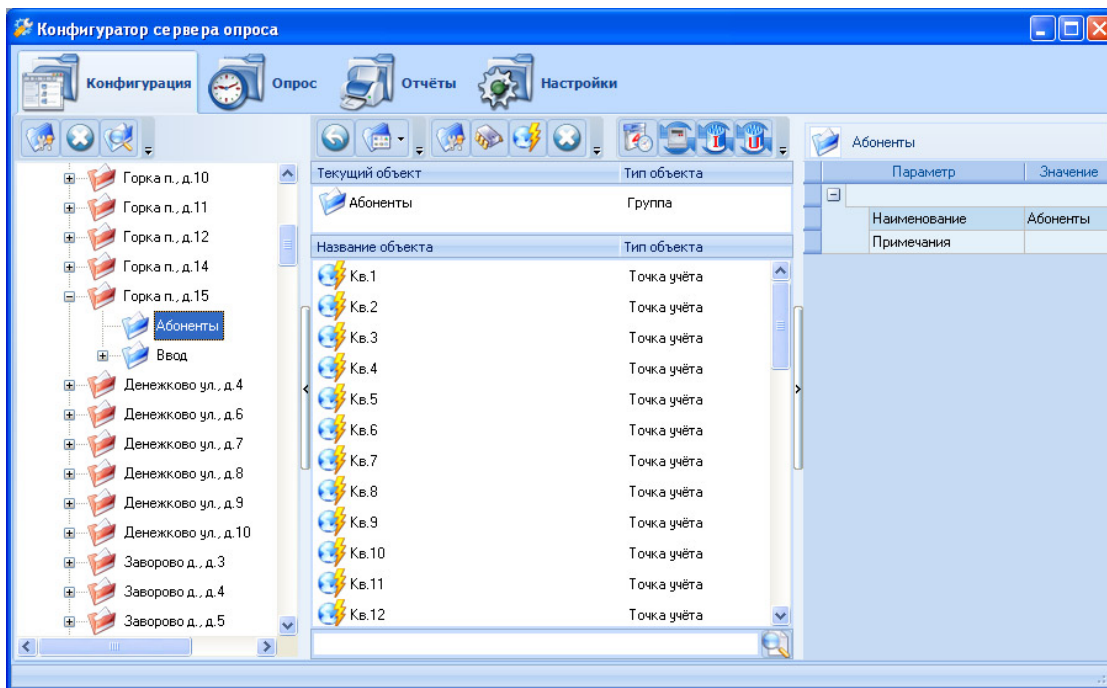
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №

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

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

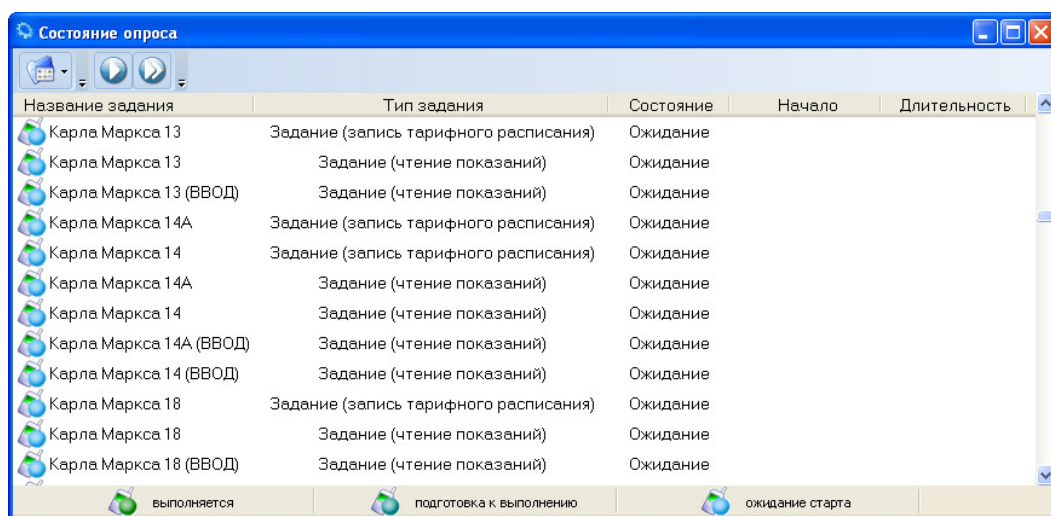
Сервер Опроса

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



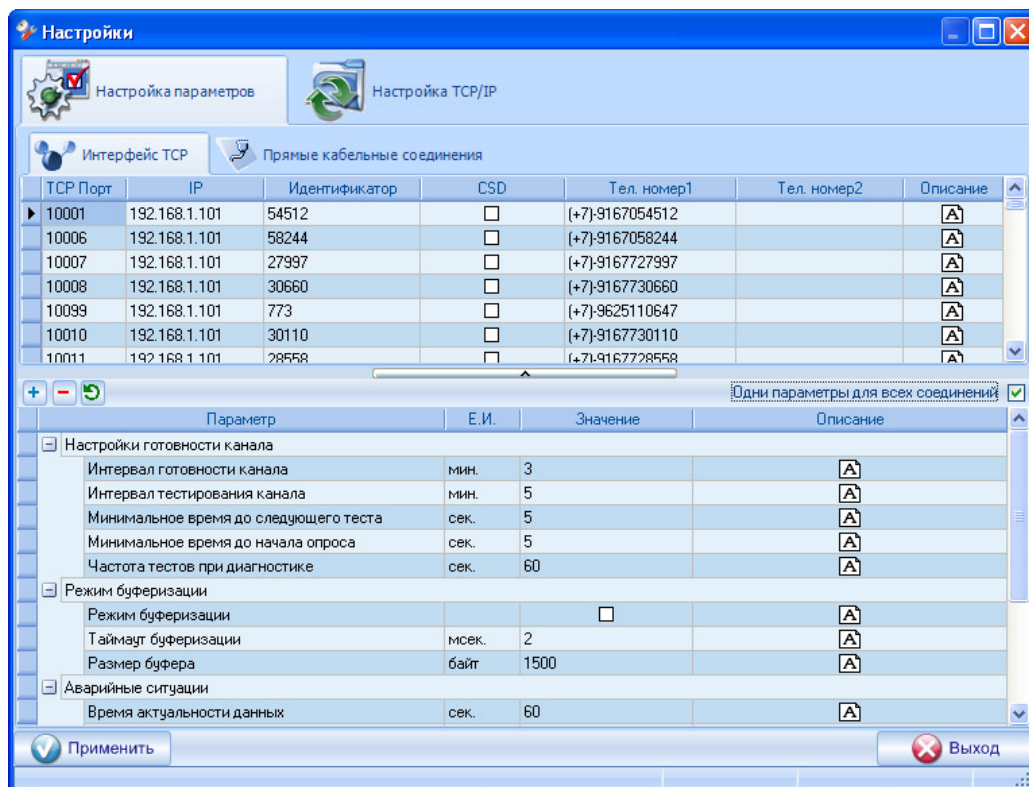
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД

Лист

32
455

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф	Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.307	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	2	372	418	46

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	653	910	65

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм. Колуч. Лист № док. Подп. Дата

ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД

Лист 33 456

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. №							ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД		Лист
											34
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			457

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

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

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

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

7.5 Требования безопасности

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

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

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

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

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

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

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

7.6 Контроль точности результатов измерений

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

Задачами контроля точности являются проверки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД		Лист
											35
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			458

- 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.07.ТД	Лист 36 459
			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.83.2020.03СК.07.ТД		
						Лист 37 460		

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

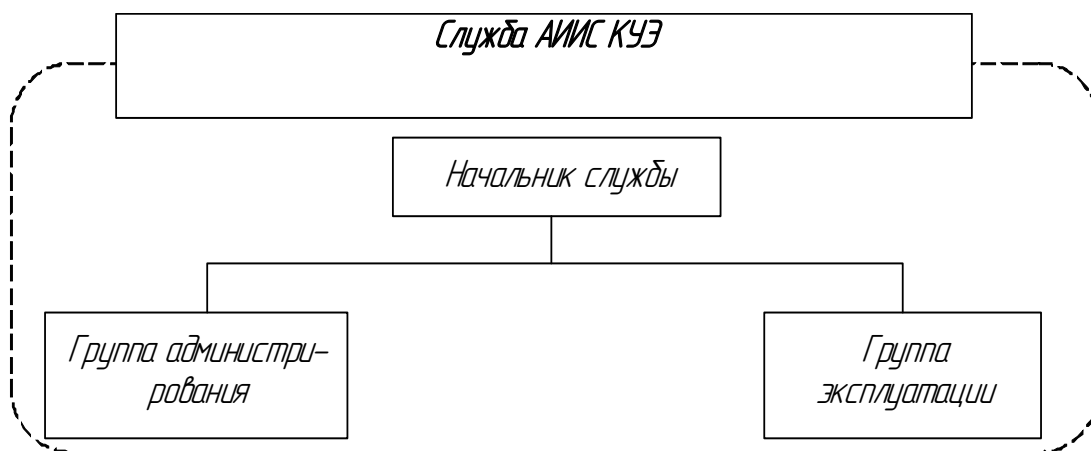


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

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

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

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

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

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

Основные функции группы эксплуатации:

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист
										38
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	461	

— 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.07.ТД	Лист
										39
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		462

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

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

- ИИК в количестве 12 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

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

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

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003–90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	12

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									40
			ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД						463
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

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

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

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

- а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:
средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;
средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.
- б) для счетчиков электроэнергии:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;
среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.
- в) для системы шкафов УСПД:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;
время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

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

Расчет показателей надёжности ИИК

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЗ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии.</p> <p>ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>							
									ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		41
								464		

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	12	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	Паспорт

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

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИМК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	12	165000	0,0000727
Итого для ИМК					0,0000727

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИБКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИБКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

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

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
									4.2
									465
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

ИЭТ.83.2020.03СК.07.ТД

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

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

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

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

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

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

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

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0000789773$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 12661 \text{ ч.}$$

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

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

$$K_r = 12661 / (2 + 12661) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$					
			$K_r=12661/(2+12661)=0,99.$					
			<p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-</p>					
						ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД		Лист
								43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			466

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
									467
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.07.ТД

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;
 - доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.07.ТД	Лист 45 468
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;

- резервирование коммерческой информации на внешние носители.

в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:

- поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;

г) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;

- для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.

д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;

- полное тестирование и выявление неисправных устройств;

- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП.

Расчет и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t ,$$

где Q — количество запасных элементов;

N — количество элементов на подстанции;

t — % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.07.ТД		Лист
											46
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			469

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6 кВ №2 “Тайдинская”

Том 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД

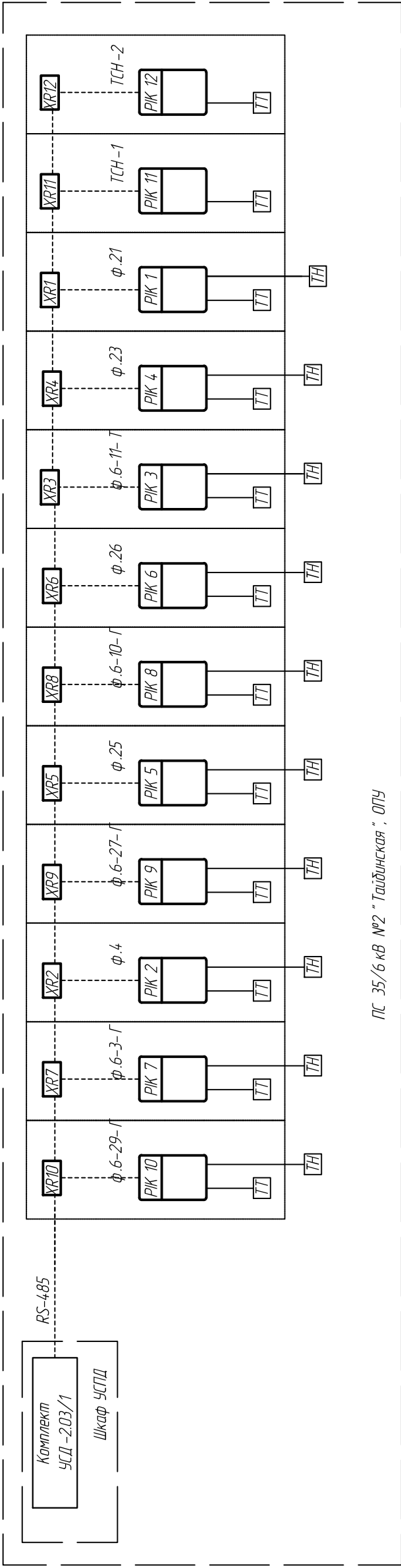
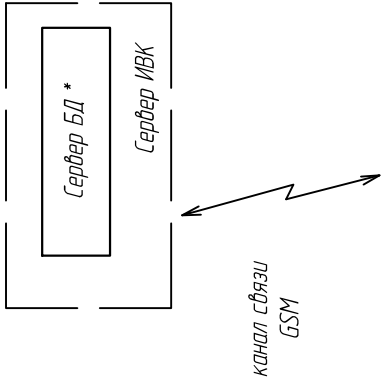
Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

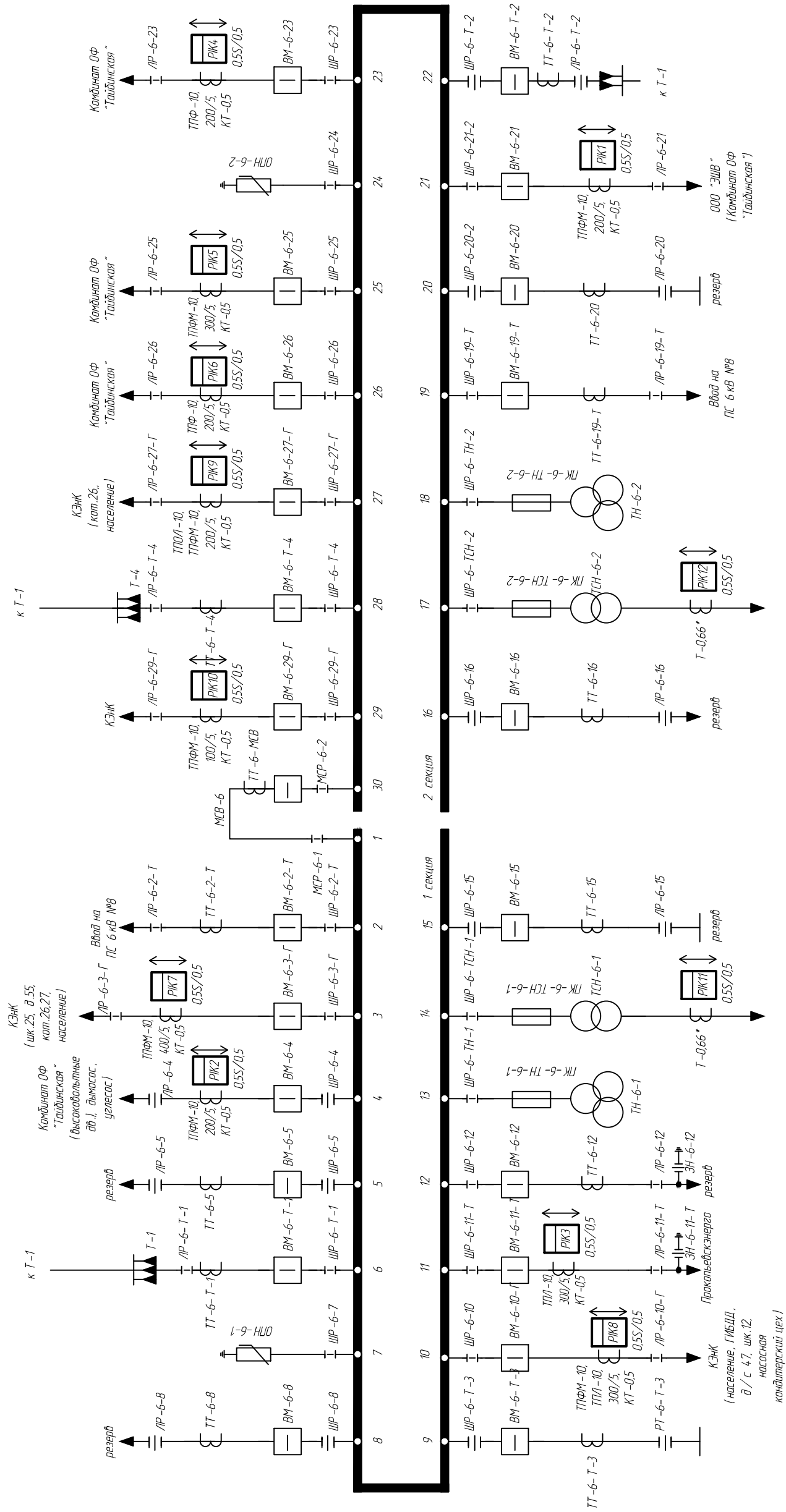
Ведомость документов основного комплекта											
			Обозначение			Наименование			Примечание		
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.ТП			Общие данные					
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.С 1			Схема структурная					
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.СБ.01			Схема однолинейная					
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.СБ.02			Схема электрическая принципиальная распределительной сети					
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.С 7			План расположения оборудования и проводок					
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.01			Схема подключения вторичных цепей					
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.С 5.02			Схема подключения информационных цепей					
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.СА			Чертеж установки технических средств					
Ведомость ссылочных и прилагаемых документов											
			Обозначение			Наименование			Примечание		
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.В 4			Спецификация оборудования и материалов					
<p>Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП</p>											
Согласовано			Взам. инв. №			Подпись и дата			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.ТП		
Инв. № подл.			Разраб.			Логашева			2020		
			Провер.			Козлов			2020		
			Утв.			Савченко			2020		
						ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская"			Стадия		
									Р		
									Лист		
									Листов		
									1		
									ООО "Инэнерготех"		
									471		
Формат А4											

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК1- РК10	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	10	
2	РК11, РК12	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
3	XR1-XR12	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	12	



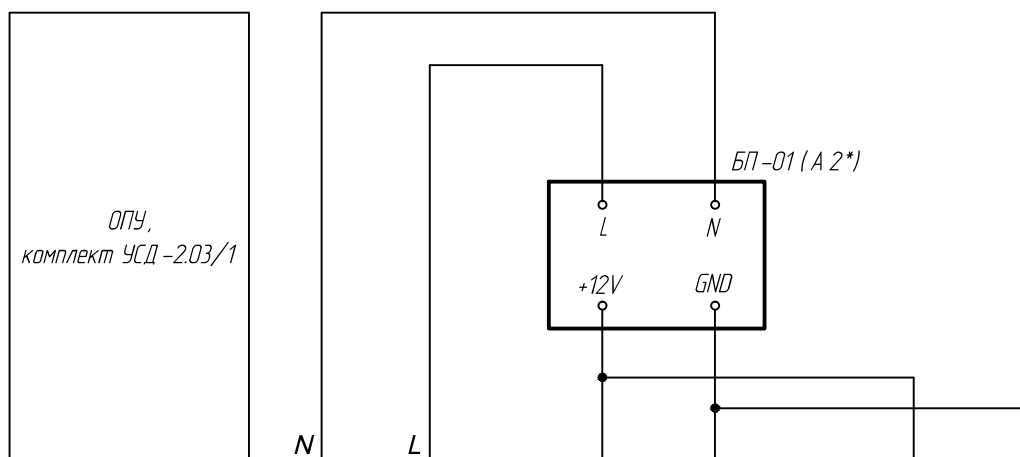
- 1. Утопленной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- 2. * – сервер урбоя ИВК в данном проекте не предусматривается.

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.07.РД.С 1									
АИИС КУЭ 000 "ОЭСК"									
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская"			
Разраб.	Логошева				2020	Стадия			
Провер.	Козлов				2020	Лист			
						Р			
						Листов			
						1			
Утв.						Схема структурная			
						000 "Инэрготех"			
						2020			



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 обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
4. * – данные по оборудованию отсутствуют, необходимо определиться о выполнении п.2 настоящего примечания.

Изд. № подл.	Подпись и дата														
Изм.	Коп. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИИИС КУЗ ООО "ОЭСК"									
						ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская"									
											Р				
						Листов					1				
Утв.	Собченко	2020	Схема односторонней								ООО "Инэнерготех"				



Характеристика электроприемника	Поз.	-	контроллер i-7188 XA	GSM модем iRZ TC65 Lite
	Тип	ХТ **	А 1*	А 3*
	Напряжение, В	~220 В	+12V	+12V
	Мощность, Вт	8	6	2
	Место установки	ОПУ, пан. ТСН	ОПУ, комплект УСД -2.03/1	ОПУ, комплект УСД -2.03/1

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

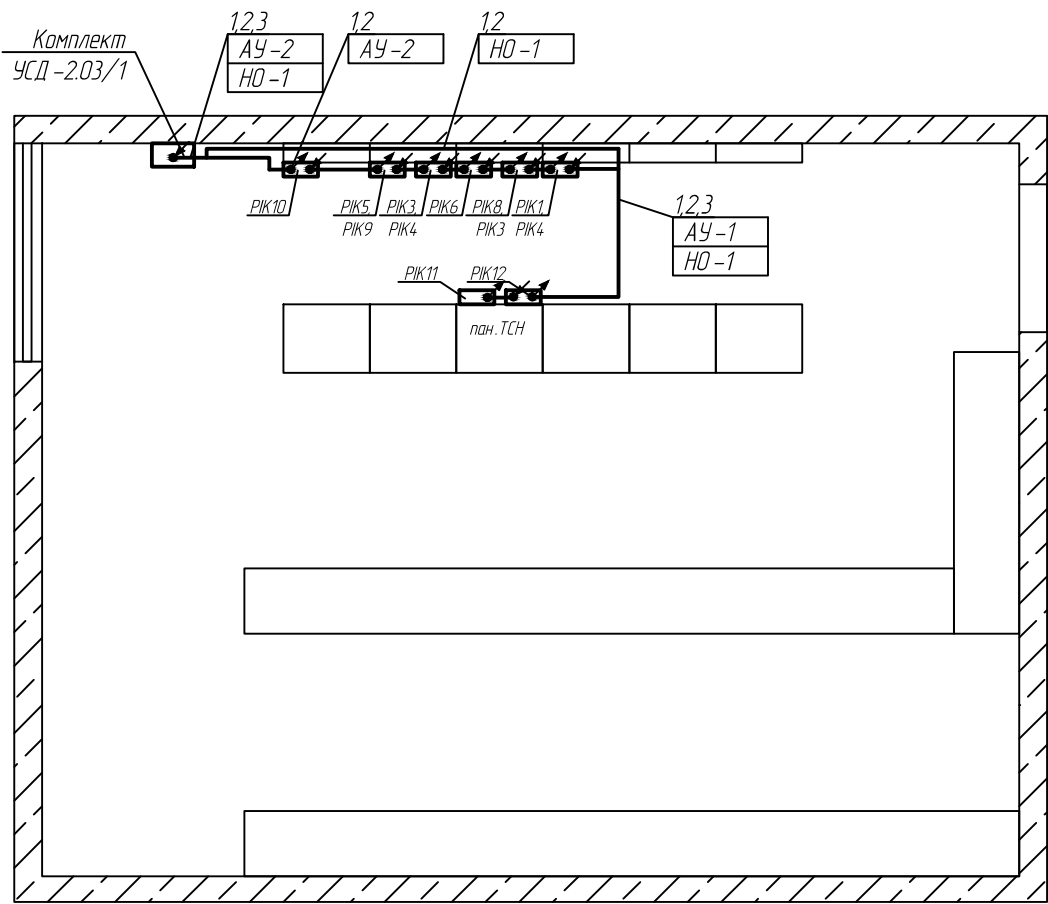
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.СБ.02

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.07. РД.СБ.02			
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Логашева				2020	ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская"	Стадия	Лист	Листов
Провер.	Козлов				2020		Р		1
						Схема электрическая принципиальная распределительной сети	ООО "Инэнерготех"		
Утв.	Савченко				2020		474		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	50	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	6	
3		Труба гофрированная ПНД, d=20 мм	20	

ПС 35/6 кВ №2 "Тайдинская"
ОПУ



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Прокладку кабелей выполнить по существующим кабельным конструкциям, исходя их удобства монтажа.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.07.РД.С 7

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

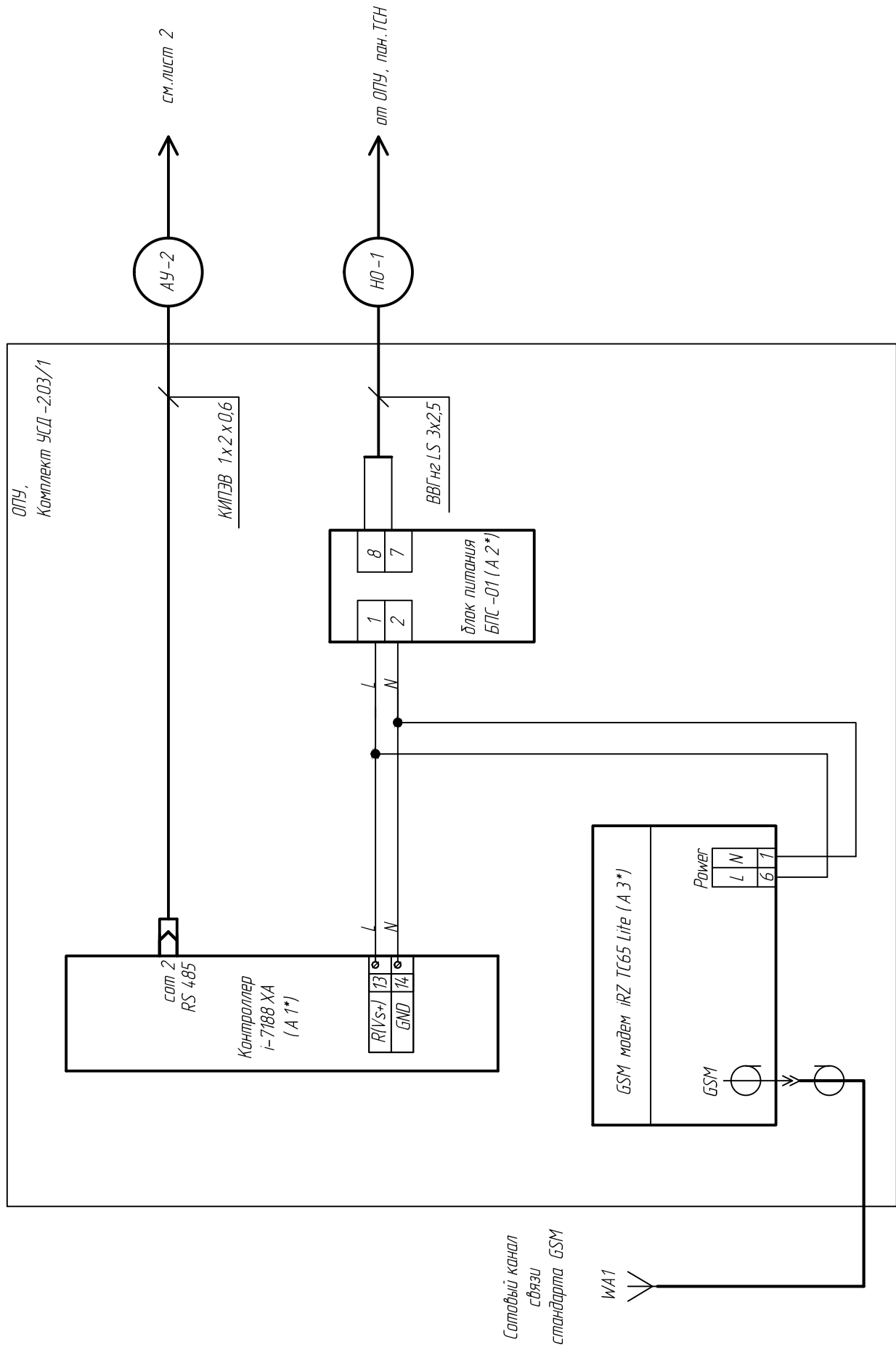
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Логашева				2020
Провер.	Козлов				2020
Утв.	Савченко				2020

ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская"

План расположения оборудования и
проводок

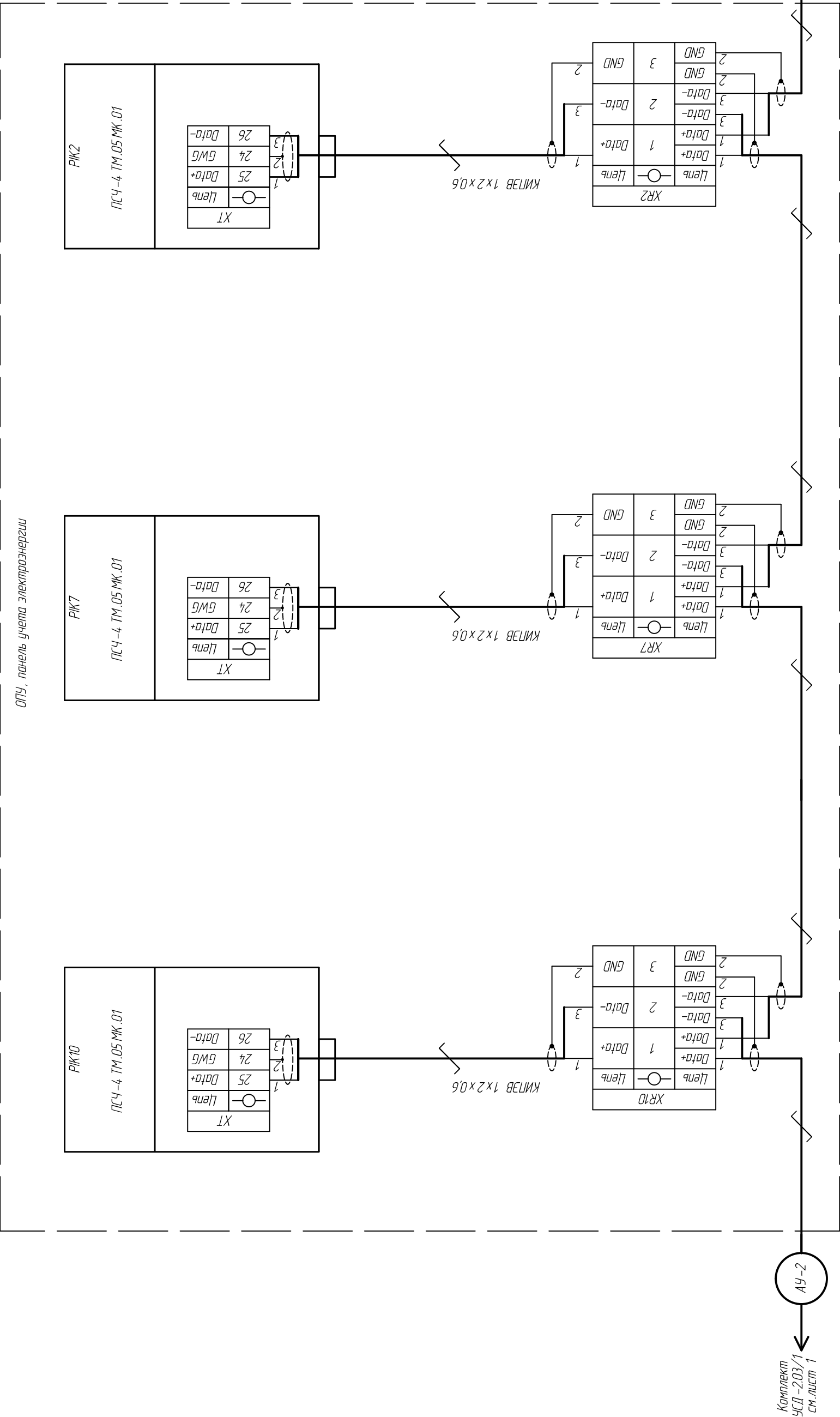
Стадия	Лист	Листов
Р		1

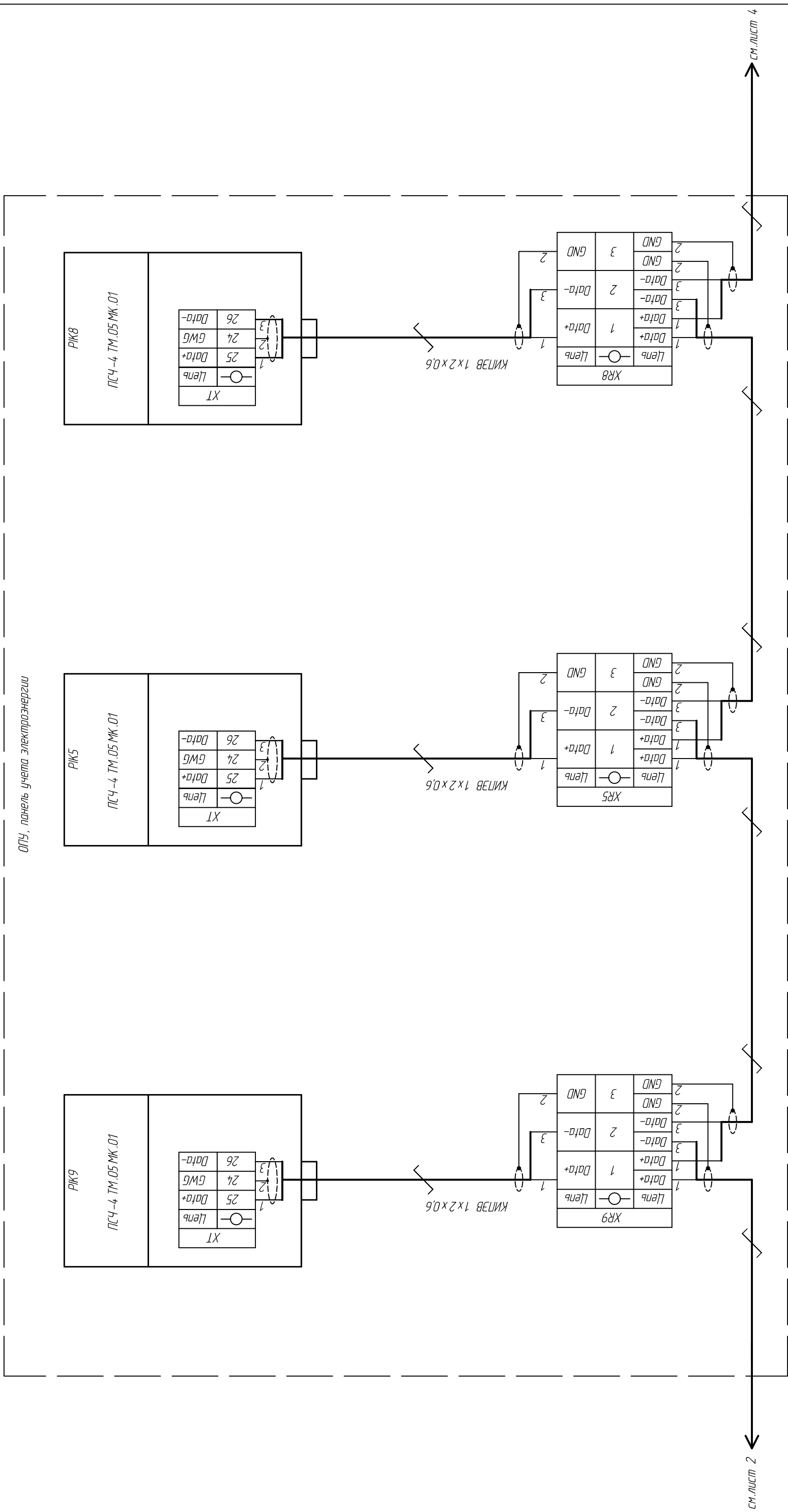
ООО "Инэнерготех"



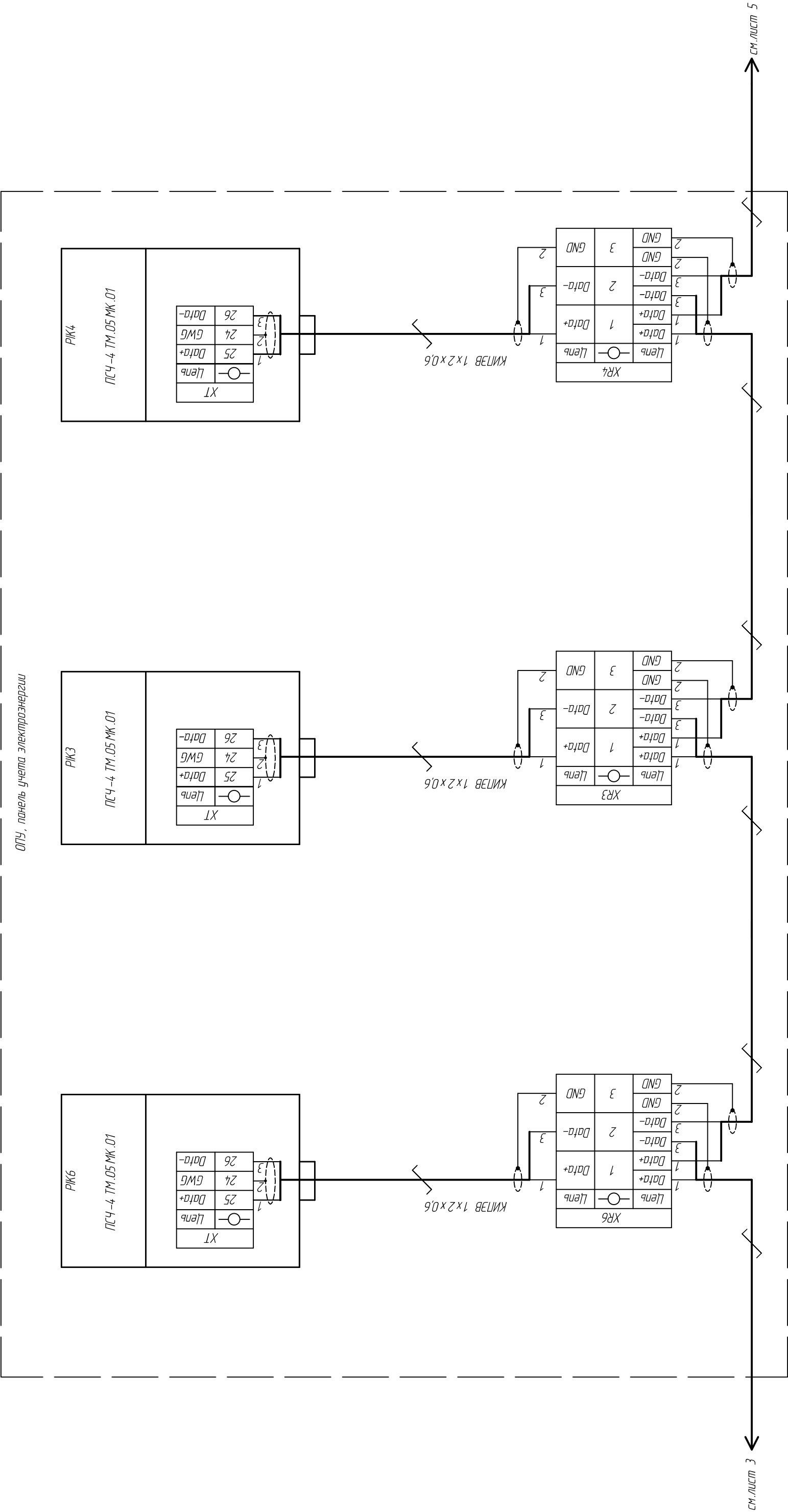
1. Утолщенной линией показано время изготовления оборудования.
2. * – обозначение прибора по паспорту.

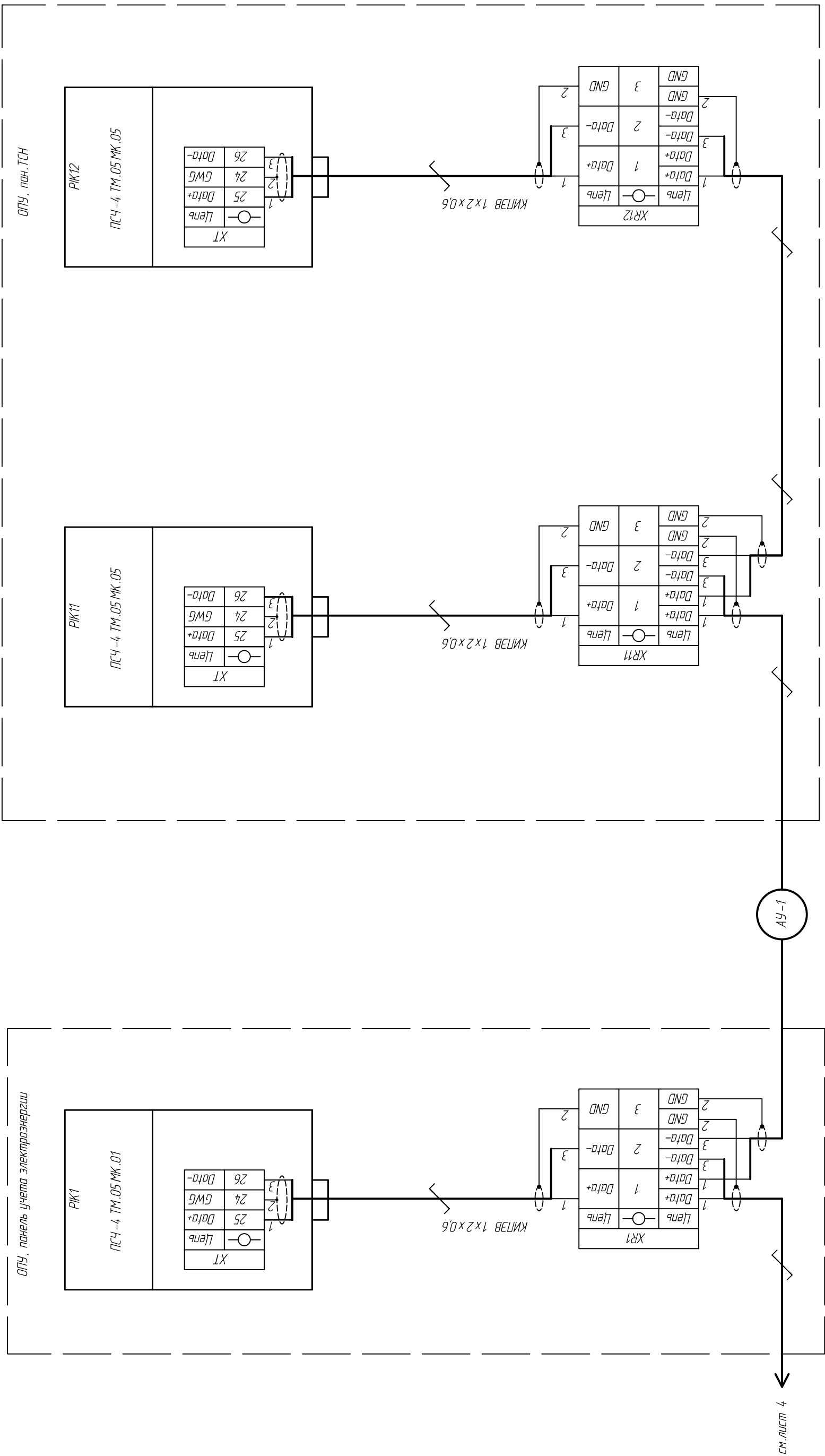
						IЭТ .83.2020.ОЗСК.07.РД.С 5.02
Изм.	Копл. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<i>АМИС КУЭ ООО "ОЗСК"</i>
Разраб.	Лозашева				2020	<i>ПС 35/6кВ №2 "Тайдинская"</i>
Провер.	Козлов				2020	
						<i>Схема подключения информационных цепей</i>
Утв.	Савченко				2020	<i>ООО "Инэнерготех"</i>





ОПУ, панель учета электроэнергии

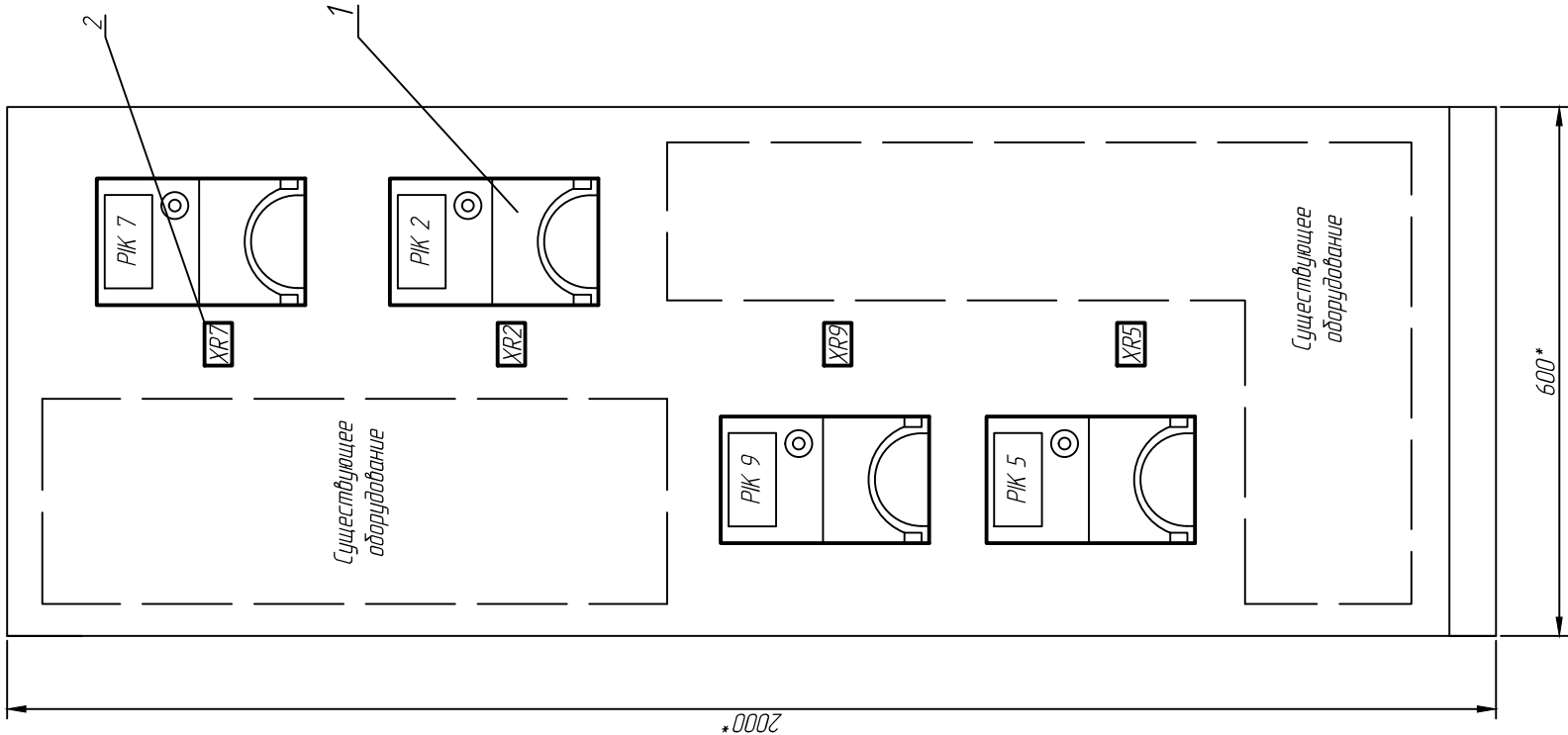




Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 2, РК 5, РК 7, РК 9	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	4	
2	XR 2, XR 5, XR 7, XR 9	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	4	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	28	

Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, Панель учета электроэнергии

Вид спереди

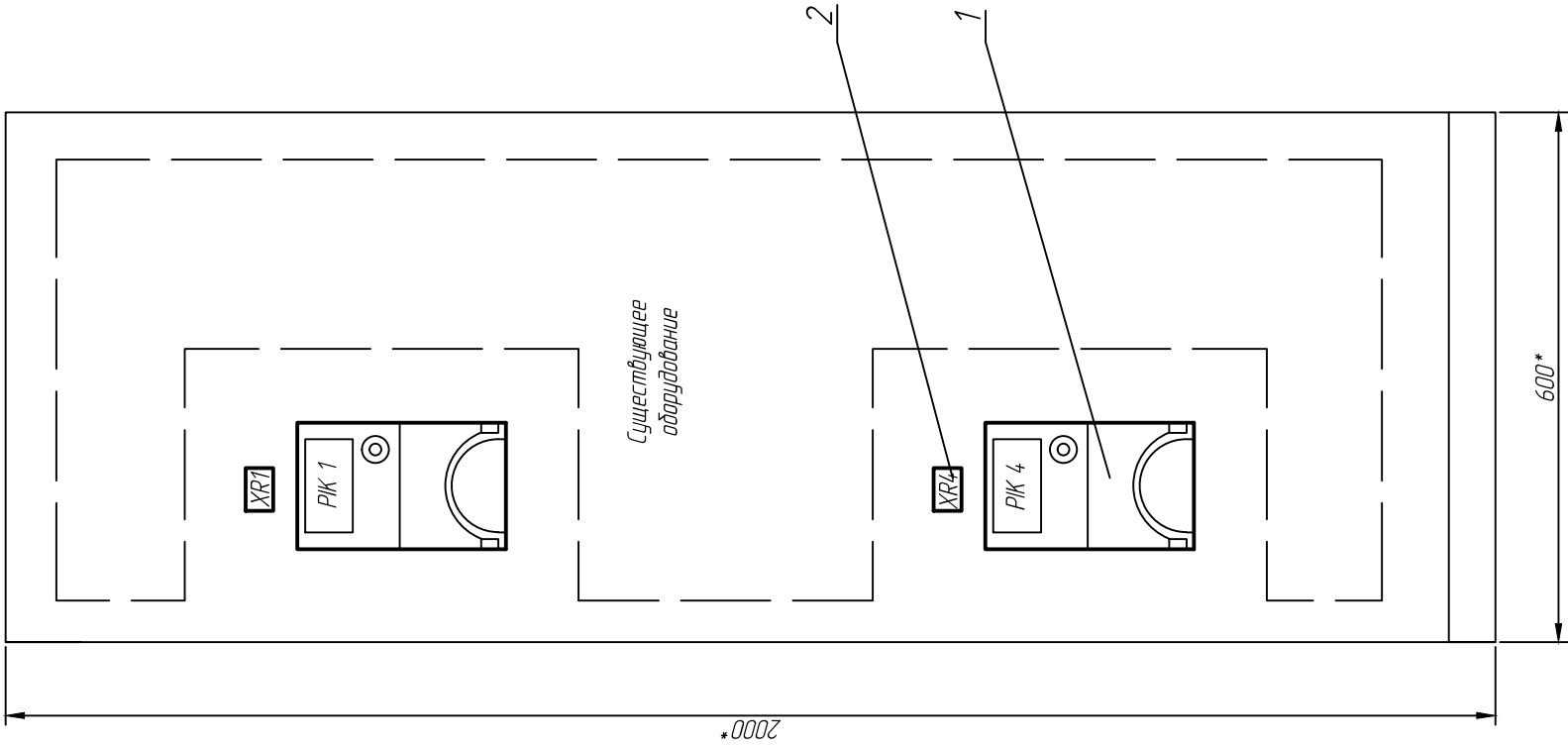


- Утолщенной линией показана внабь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Внабь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.3.

Поз .	Обозначение	Наименование	Кол .	Примечание
1	РК 1, РК 4	Счетчик электроэнергии ПСЧ -4 ТМ.05 МК.01	2	
2	XR 1, XR 4	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	2	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	14	

Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, Панель учета электроэнергии

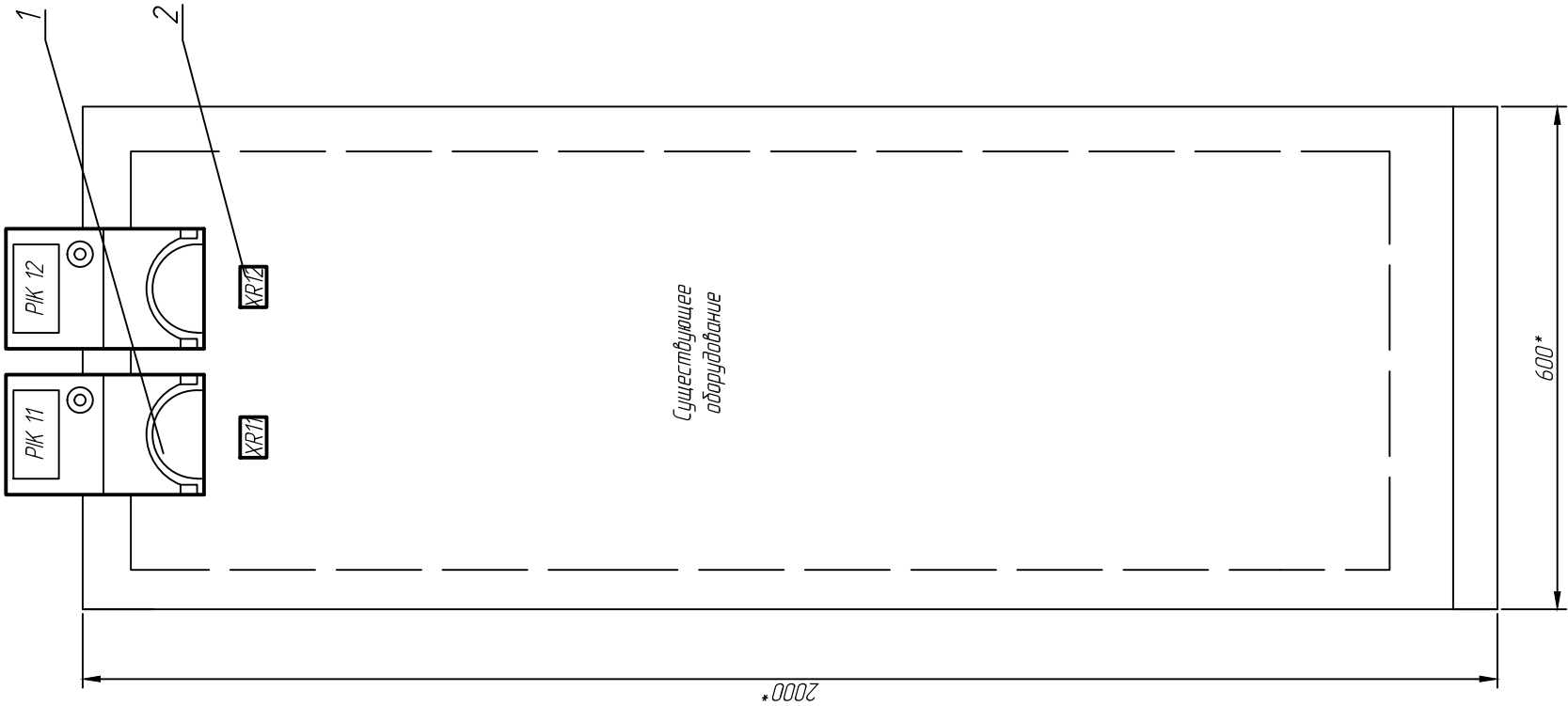
Вид спереди



- Утолщенной линией показана внабъ устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Внабъ устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.3.

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

Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, пан. ТСН



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РСК 11, РСК 12	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
2	XR 11, XR 12	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	2	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	14	

- 1. Утолщенной линией показана впасть устанавливаемого оборудования АИИС КУЭ.
- 2. * – размер для справок.
- 3. Впасть устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- 4. Точное место установки определить при монтаже.
- 5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.3.

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.07.РД.СА					Лист
					5
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.ТРП

2020

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №28 “Калачевская»

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

Взам. инв. №	Подп. и дата								
Инв. № подл.							ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД		
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №28 "Калачевская" Ведомость ТД		
	Разраб.	Логашева							
	Пров.	Козлов							
	Н.контр.								
Утв.	Савченко								
							Стадия	Лист	Листов
							ТП	2	46
							ООО "Инэнерготех"		
							402		

Раздел 1. Пояснительная записка

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

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ №28 «Калачевская».

Технорабочий проект выполнен на основании:

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

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ №28 «Калачевская» находится в Прокопьевском районе с. Калачево и имеет распределительные устройства 35 и 6кВ.

В настоящее время подстанция ПС 35/6кВ №28 «Калачевская» присоединяется к энергосистеме четырьмя отпайками от Матюшенская-1 (35-КМ-1), Матюшенская-2 (35-КМ-2), ВЛ-35кВ Зенковская-спиченская 34 (3С-34) и ВЛ-35кВ Зенковская-спиченская 33 (3С-33).

3РЧ-35кВ кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным выключателем.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6кВ мощностью 10МВА. Параллельная работа двух трансформаторов на ПС запрещена.

ЗРУ-6кВ выполнена по системе двух секций 6кВ с секционным разъединителем. В цепях присоединений ЗРУ-6кВ установлены трансформаторы тока типа ТОЛ-10 класса точности 0,5 и трансформатор напряжения ЗхЗНОЛП-6, класса точности 0,5.

ПС 35/6кВ №28 «Калачевская» установлена существующая система АИИС КУЭ.

Вновь устанавливаемая система АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» на ПС 35/6кВ №28 «Калачевская» устанавливается в параллельную работу.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЗ:

- 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 баланс отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

1.4 Описание процесса деятельности

Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 35/6кВ №28 «Калачевская» представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.					
			14 Описание процесса деятельности					
			<p>Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 35/6кВ №28 «Калачевская» представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.</p>					
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД		Лист
								4
								494

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи GSD и GPRS.

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.

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

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадії розробтки.

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

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплутационные документы.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

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

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

Взам. инв. №	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.					
Подп. и дата	ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Normokontrol.					
	ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.					
	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.					
	ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.					
Инв. № подл.	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.					
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД

5495

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

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

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

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

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

ГОСТ 21.4.04-85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21.4.06-88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14.254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

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

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

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

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

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

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

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

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

Взам. инв. №	<i>нической безопасности и методы испытаний.</i>						
	<i>ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.</i>						
Подл. и дата	<i>ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 0,2s и 0,5s).</i>						
	<i>ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы 1,0s и 2,0s).</i>						
Инв. № подл.	<i>ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.</i>						
	<i>ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.</i>						
	<i>ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.</i>						
						<i>ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД</i>	Лист
							6
<i>Изм.</i>	<i>Кол.уч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		496

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
							7
Изм.	Коллч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		497

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

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС КУЭ

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

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;*
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;*
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;*
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;*
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;*
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;*
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;*
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;*
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;*
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;*
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.*
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;*
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;*
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;*
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;*
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;*
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;*
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;*

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">— 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;							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		8 498

- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве;
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

1.9 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

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

Штатный режим работы:

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

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

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

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

Ремонтный режим работы

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>В сервисном режиме работы производится изменение конфигурации АИИЛ КЧЭ добавление новых, изменение параметров существующих точек учета. Изменение конфигурации не влияет на результаты измерений по точкам учета, остающимся в работе.</p> <p>При изменении настроек по текущей точке учета счетчик электроэнергии выводится из автоматического опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматическому опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.</p> <p>Ремонтный режим работы</p>							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		9 499

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

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

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:
технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

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

компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;

на компьютерах установлено программное обеспечение.

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

1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КУЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

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

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

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

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

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

Установка счетчиков электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	для счетчиков трансформаторного включения.									
			1.11 Решения по установке и монтажу оборудования									
			Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.									
Установка счетчиков электроэнергии.												
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД						Лист
												10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							500

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

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

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

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

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

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

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

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>характеристики (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).</p>					
						ИЗТ.83.2020.ОЭСК.11.ТД		Лист
								11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			501

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип Существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ВЛ 35 кВ ЗС-33	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, шкаф АИИС КУЭ	ТОЛ-35	200-600/5	GEF40.5	35000/100
2	ВЛ 35 кВ ЗС-34	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, шкаф АИИС КУЭ	ТОЛ-35	200-600/5	ЗНО/П-35, GEF40.5	35000/100
3	ПС №28 35/6 кВ, ВВ 35-Т-1	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, шкаф АИИС КУЭ	ТОЛ-СЭЩ-35	50/5	Нет данных	Нет данных
4	ПС №28 35/6 кВ, ВВ 35-Т-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, шкаф АИИС КУЭ	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
5	ПС №28 35/6 кВ, КМ-1	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, шкаф АИИС КУЭ	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
6	ПС №28 35/6 кВ, КМ-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ОПУ, шкаф АИИС КУЭ	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
7	ПС №28 35/6 кВ, ф. 15	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 15	ТОЛ-СВЭЛ-10	100/5	Нет данных	Нет данных
8	ПС 39 ф. 22 ПС №28 35/6 кВ, ф. 20	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 20	ТОЛ-СВЭЛ-10	200/5	Нет данных	Нет данных
9	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-13	ТОЛ-СВЭЛ-10	200/5	Нет данных	Нет данных
10	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-2	ТОЛ-СВЭЛ-10	200/5	Нет данных	Нет данных
11	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-5	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-5	ТОЛ-СВЭЛ-10	600/5	Нет данных	Нет данных
12	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-17	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-17	ТОЛ-СВЭЛ-10	600/5	Нет данных	Нет данных
13	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-18	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-18	ТОЛ-СВЭЛ-10	600/5	Нет данных	Нет данных
14	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-7	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-7	ТОЛ-СВЭЛ-10	200/5	Нет данных	Нет данных
15	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-8	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-8	ТОЛ-СВЭЛ-10	600/5	Нет данных	Нет данных
16	ПС №28 35/6 кВ, ф. 6-4	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ, ф. 6-4	ТОЛ-СВЭЛ-10	300/5	Нет данных	Нет данных
17	ПС №28 35/6 кВ, ТСН-1	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ, пан. ВРУ-1	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
18	ПС №28 35/6 кВ, ТСН-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ, пан. ВРУ-2	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист 12 502
------	--------	------	--------	-------	------	------------------------	-------------------

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

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

Первый ИИК (нижний) уровень

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

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

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД		Лист 13 503

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

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

ИБК обеспечивает:

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

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

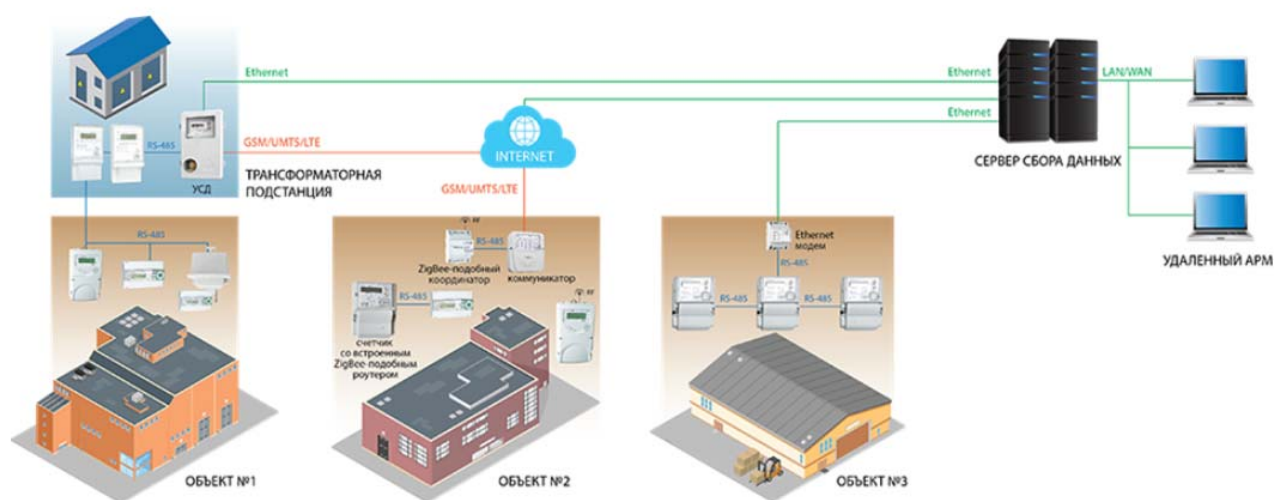
- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - полчасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

Взам. инв. №	Подп. и дата	<ul style="list-style-type: none">Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).Считывание журнала событий УСД.Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.							
								ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		14 504

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД		Лист
								15
								505

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист	
							16 506	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

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

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

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

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

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

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

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

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

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на немашинное и внутримашинное.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД		Лист 17 507

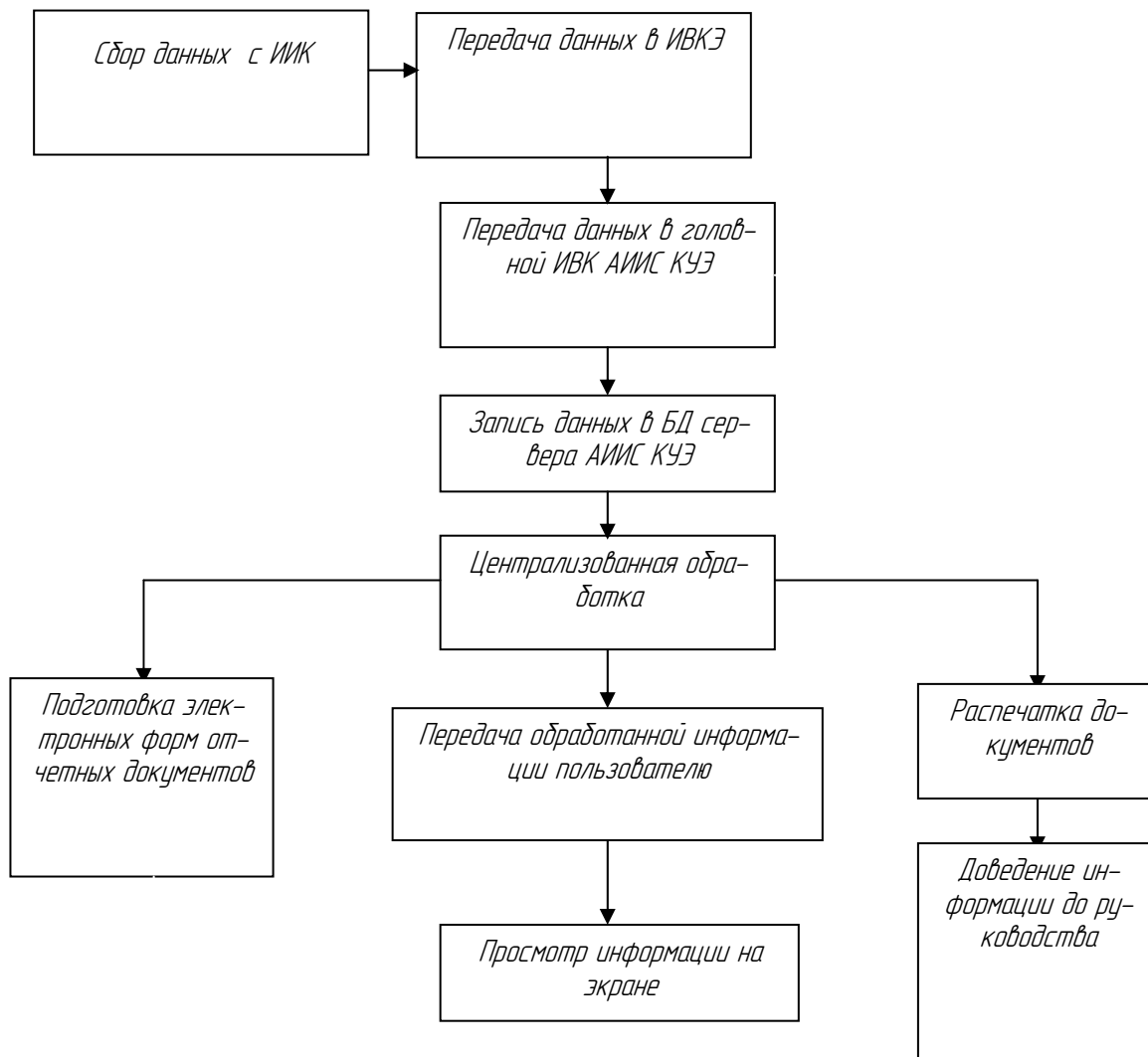


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

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

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

4.4 Организация внемашиной информации

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

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД

Лист

19
509

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД				20
										510

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствуют ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках \square до 144;

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА						Лист
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии						
Подп. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).						21 511
	Тарификатор:						
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									22	
									512	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД				

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом проверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>нему, заднему фронту или обоим фронтам);</p> <ul style="list-style-type: none">как вход телесигнализации. <p>Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:</p> <ul style="list-style-type: none">ограничения мощности нагрузки;ограничения энергии за сутки;ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);контроля напряжения сети;контроля температуры счетчика;							
							ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД			Лист
										23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					513

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 24 514
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД

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

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с U _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
							25
							515

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \delta \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_0}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \delta \leq I < I \delta$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
							27
							517

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД		Лист
											28
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						518

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 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 КУЗ 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.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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.

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
							29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		519

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналаобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		520

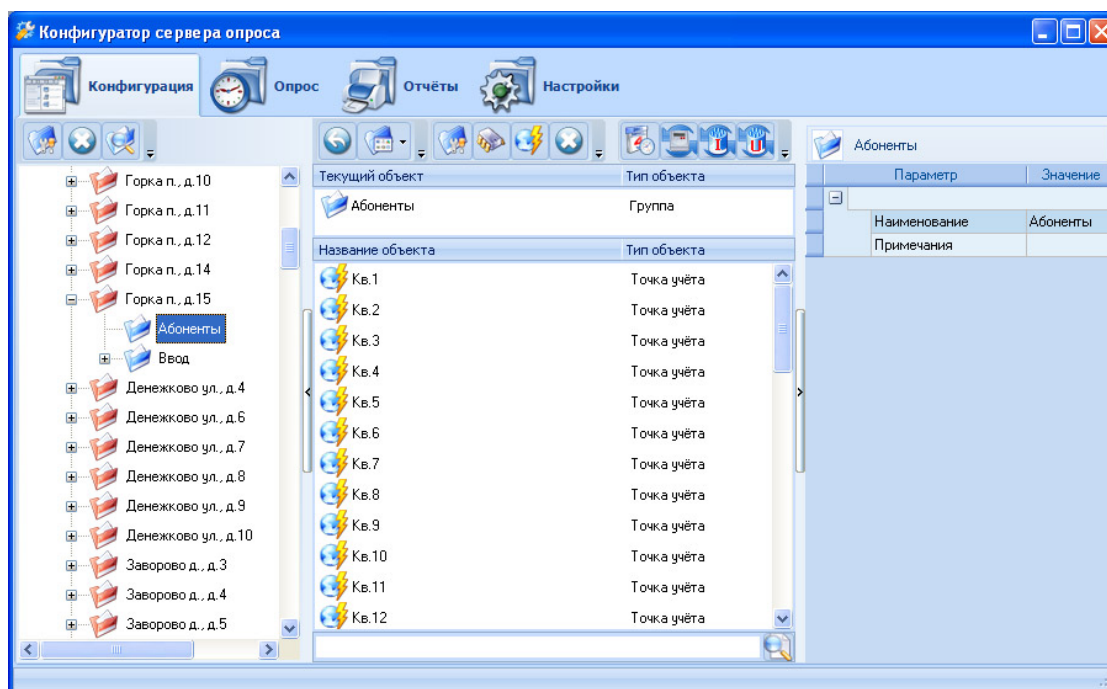
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №

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

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

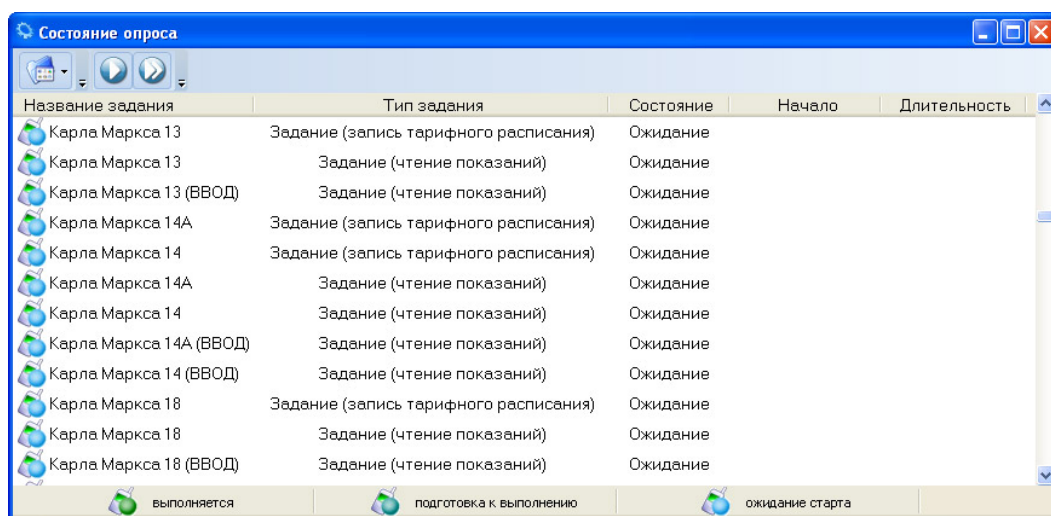
Сервер Опроса

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



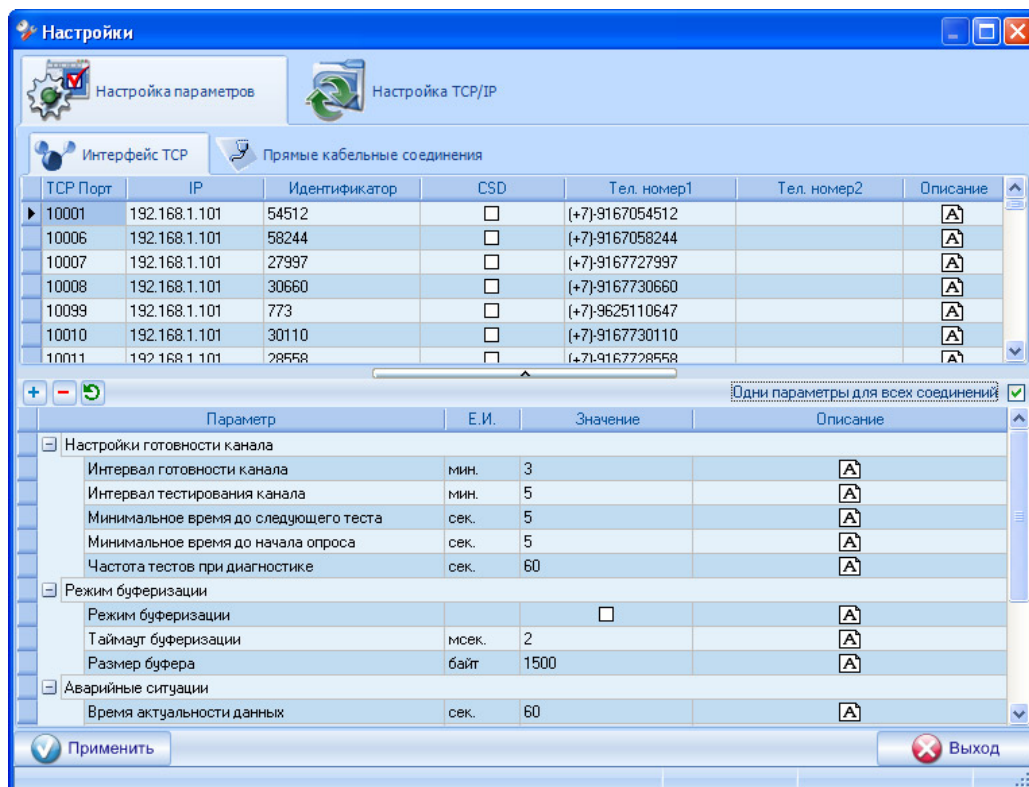
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД

Лист

32
522

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф	Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.307	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	2	372	418	46

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	653	918	65

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

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

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

ИЭТ.83.2020.03СК.11.ТД

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

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

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

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

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

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

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

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

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

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД		Лист
											34
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			524

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

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

Оперативный контроль точности проводят:

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

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

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист 36 526
			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. инв. №						
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД		
						Лист 37 527		

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

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

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

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

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

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

— поддержание необходимого комплекта запасных частей, необходимых для восстановления работоспособности АИИС 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. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист	
							39 529	

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

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

- ИИК в количестве 18 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

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

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

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003–90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	18

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надежности

Выбор номенклатуры показателей надежности произведён согласно ГОСТ 27.003–90 для измерительных ТТ и ТН, счётчиков электроэнергии, шкафа УСПД.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД		Лист
											40
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			530

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.

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

- ### 9.5 Исходные данные надежности элементов АИИС

9.6 Расчет показателей надежности подсистем АИИС КУЭ

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.

Взам. инв. №																							
Подп. и дата																							
Инв. № подл.																							
<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЭ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>																							
<table border="1"> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Кол.уч.</td> <td>Лист</td> <td>№ док.</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> </tr> </table>																		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																		
ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД					Лист 41 531																		

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	18	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	1	160000	Паспорт

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

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИИК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	18	165000	0,0001091
Итого для ИМК					0,0001091

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИВКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИВКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

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

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД	Лист
							42
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		532

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

Интенсивность отказов при резервировании двух элементов определяется по формуле:

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

где λ – интенсивность отказа системы,

Среднее время наработки на отказ системы определяется по формуле:

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

9.12 Интенсивность отказа АИИС КУЭ

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

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0001153409$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 8669 \text{ ч.}$$

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

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

$$K_r = 8669 / (2 + 8669) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$					
			$K_r=8669/(2+8669)=0,99.$					
			<p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-</p>					
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД		Лист
								43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			533

ходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

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

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

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

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

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

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

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

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									4.4
									534
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.ТД

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;
 - доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.11.ТД	Лист 45 535
			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.11.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		46
								536		

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6 кВ №28 “Калачевская”

Том 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД

Руководитель проекта

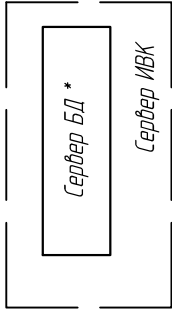
А.В. Савченко

2020

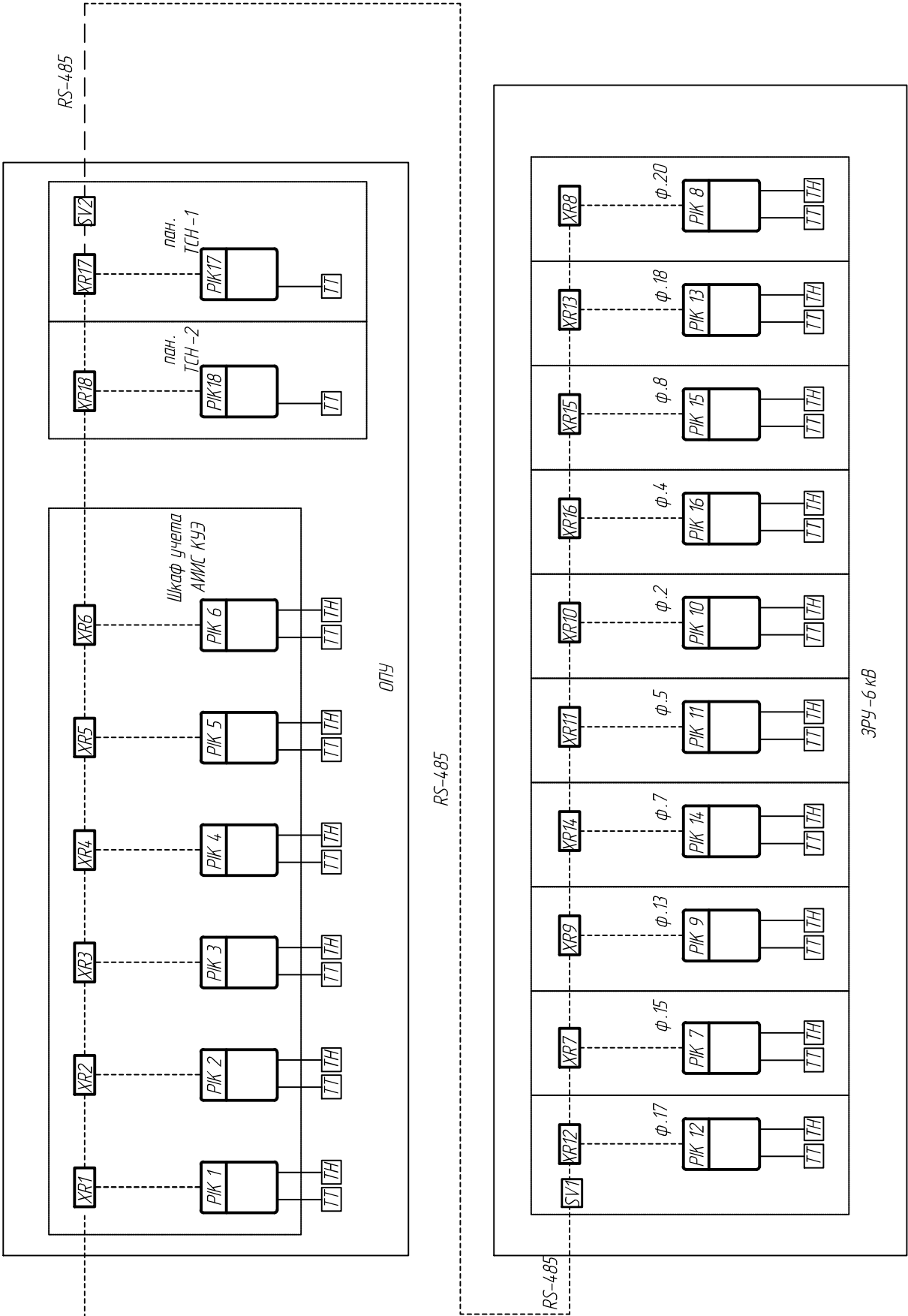
Ведомость документов основного комплекта																										
			Обозначение			Наименование			Примечание																	
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.ТП			Общие данные																				
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.С 1			Схема структурная																				
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.СБ.01			Схема однолинейная																				
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.СБ.02			Схема электрическая принципиальная распределительной сети																				
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.С 7			План расположения оборудования и проводок																				
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.С 5.01			Схема подключения вторичных цепей																				
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.С 5.02			Схема подключения информационных цепей																				
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.С 4			Таблица соединений и подключений																				
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.СА			Чертеж установки технических средств																				
Ведомость ссылочных и прилагаемых документов																										
			Обозначение			Наименование			Примечание																	
			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.В 4			Спецификация оборудования и материалов																				
			<p>Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТРП</p>																							
Согласовано			Взам. инв. №			Подпись и дата			ИЭТ.83.2020.ОЭСК.11.РД.ТП																	
Инв. № подл.			Изм.			Кол. уч.			Лист			№ док.			Подп.			Дата								
			Разраб.			Логашева						2020			ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"			Стадия			Лист			Листов		
			Провер.			Козлов						2020						Р			1					
																		ООО "Инэнерготех"			538					
			Утв.			Савченко						2020														

Формат А4

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК1- РК16	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	16	
2	РК17, РК18	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
3	XR1-XR18	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	18	
4	SV1, SV2	ГЗКС-1/д - модуль грозозащиты RS-485	2	



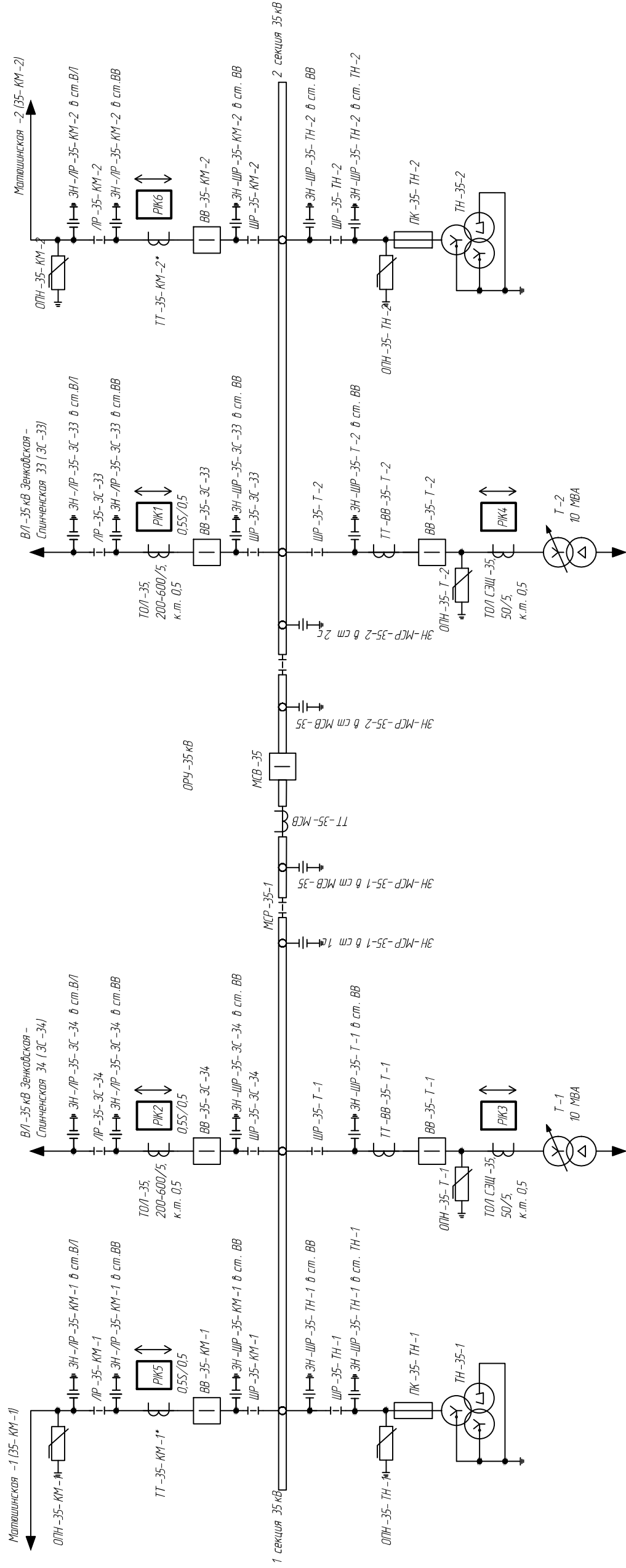
канал связи
GSM



ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.С 1													
АИИС КУЭ 000 "ОЭСК"													
Изм.		Коп. уч.	Лист	№ дж.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"			Стадия	Лист	Листов	
										2020	Р		1
										2020			
Разраб.		Логошева					Схема структурная			000 "Инэnergотех"			
Пробер.		Козлов											
Утв.		Савченко											

- Упомянутый линией показан внаде установленное оборудование АИИС КУЭ.
- * - рабочая документация на установку УСПД предоставлена в ИЭТ.83.2020.0ЭСК.УСПД.РД.
- ** - сервер урания ИВК в данном проекте не предусматривается.

ПС 35/6 кв №28 "Калачевская"



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 отметках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
4. * – данные по оборудованию отсутствуют. Перед монтажом приборов учета, убедиться в выполнении п.2 настоящего приложения.

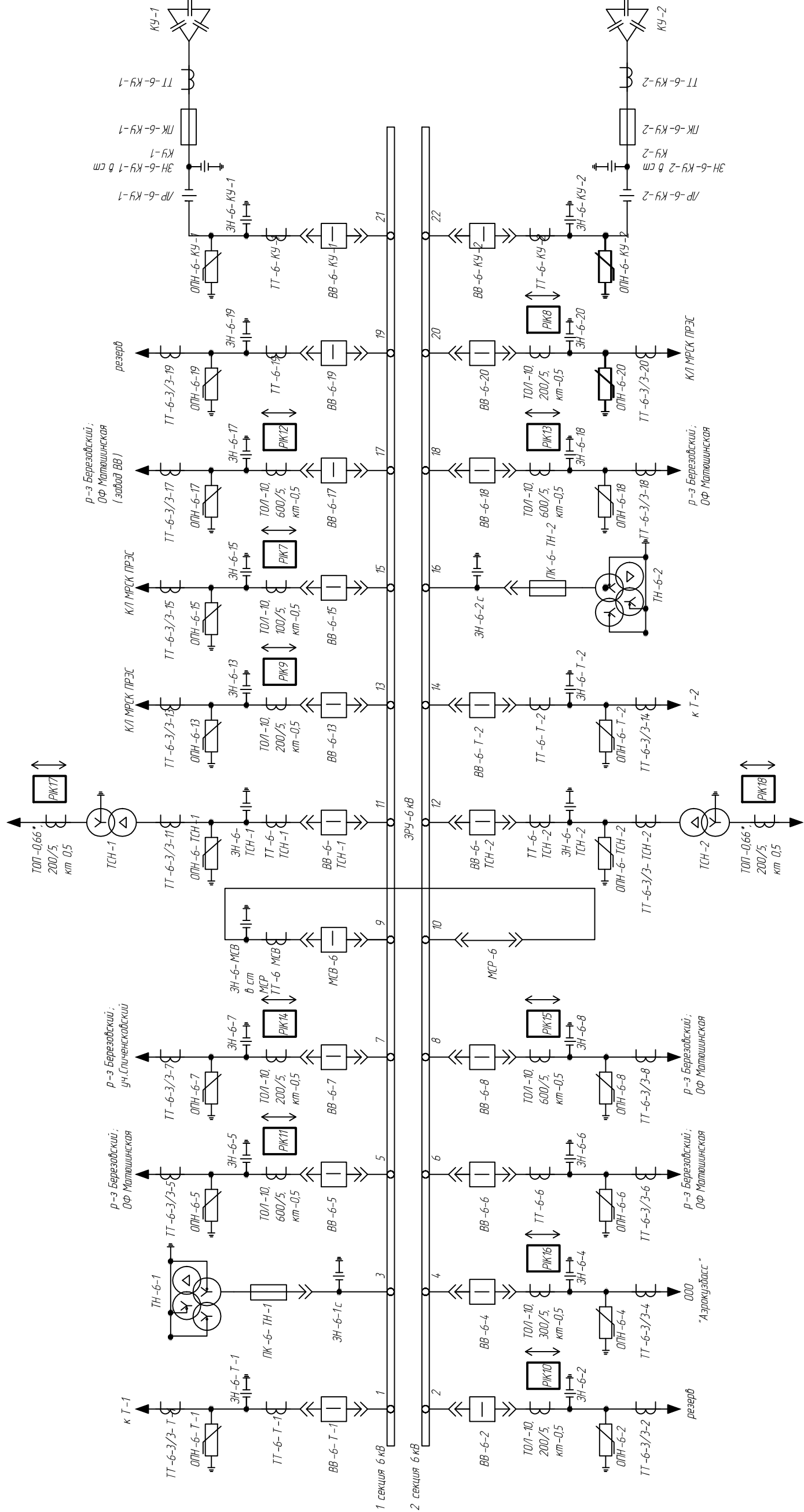
[illegible]

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

ПС 35/6кВ №28 "Коллчарк"

Схема одноклассной

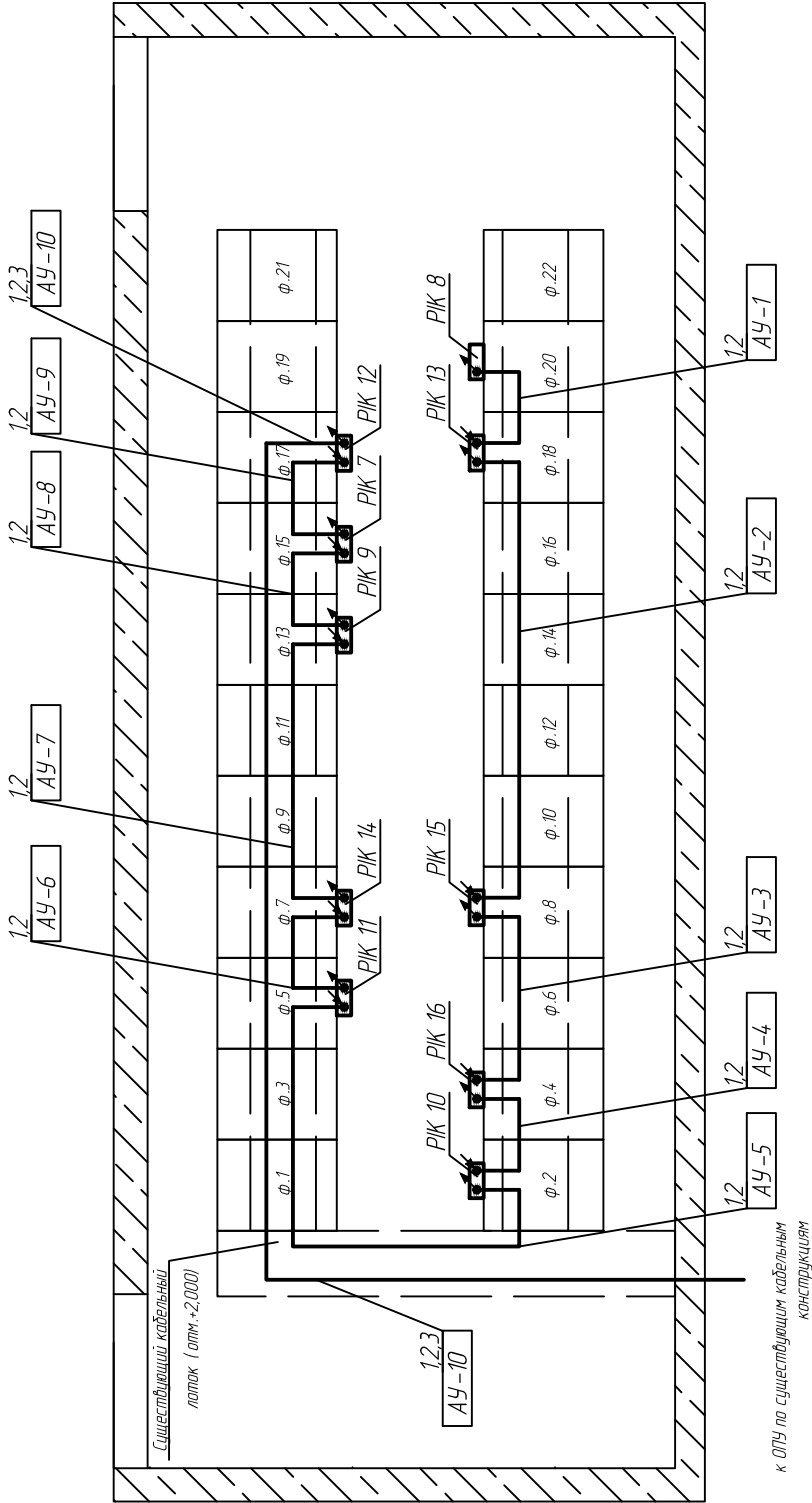
формат АЗ



- 1. Упомянутый личней показано внады устанавливать оборудование.
- 2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ, должны быть с действующей подеркой.
- 3. Класс точности, на обмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0,5.
- 4. * - данные по оборудованию отсутствуют. Перед монтажом приборов учета, убедиться в выполнении п.2 настоящего примечания.

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок –хомут JSS 4,8 x 300	50	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	20	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	100	

ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"
ЗРУ –6 кВ
(оптм. 0,000)

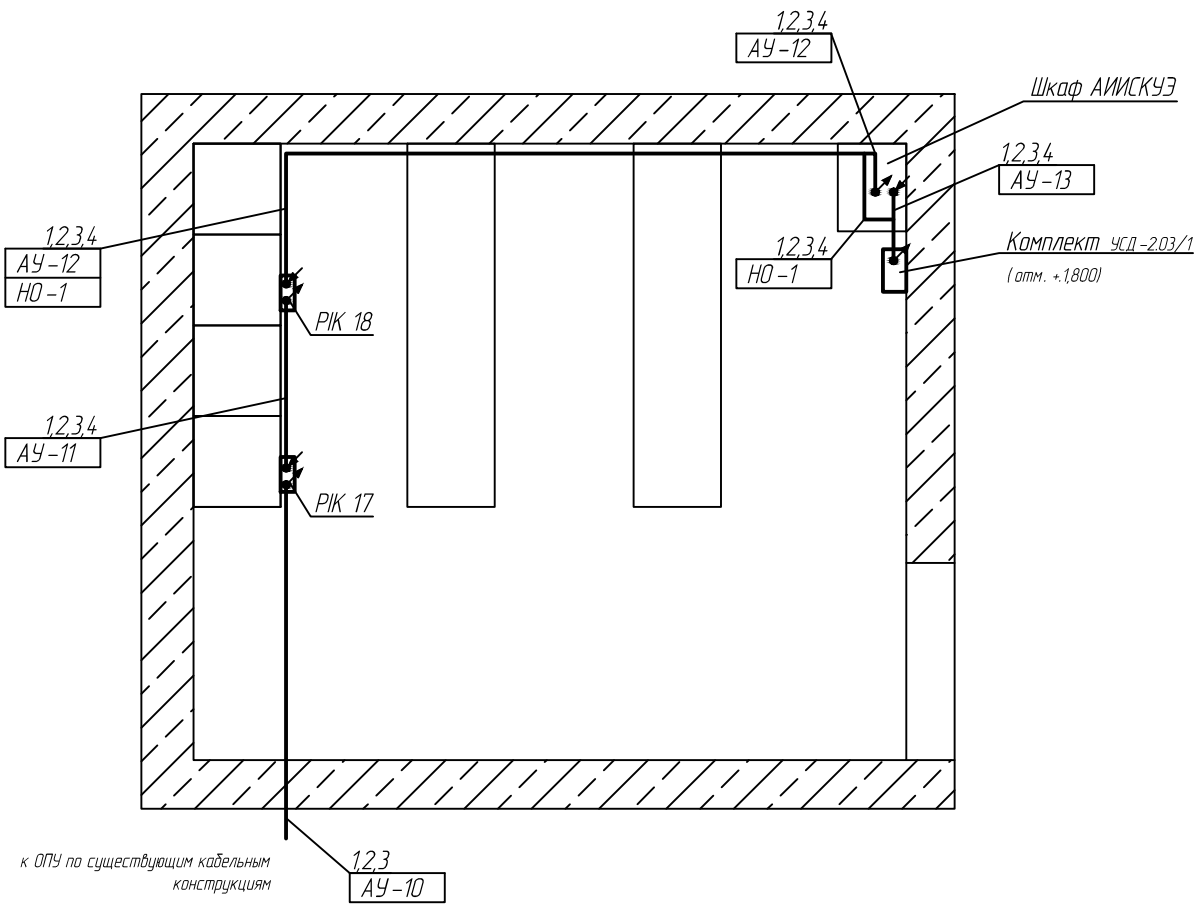


- 1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- 2. Прокладку кабелей выполнить по существующим кабельным конструкциям, исходя их удобства монтажа.
- 3. Прокладка кабеля АУ –10 условно не показана. Монтаж производящим железобетонным кабельным лотком.

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.С 7			
АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
Разраб.	Льгашева		Подп.
Провер.	Козлов		Дата
ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"			
План расположения оборудования и проводов		Стация	Лист
		Р	1
		Листов	2
Утв.		Савченко	2020
План расположения оборудования и проводов		ООО "Инэнерготех"	

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1		Ремешок -хомут JSS 4,8 x 300	30	
2		Бирка кабельная маркировочная У 134 У 3,5	8	
3		Труба гофрированная ПНД d=20	40	
4		Дюбель -гвоздь 6 x 40	80	

ПС 35/6 кВ №28 "Калачевская"
ОПУ
(отм.0,000)



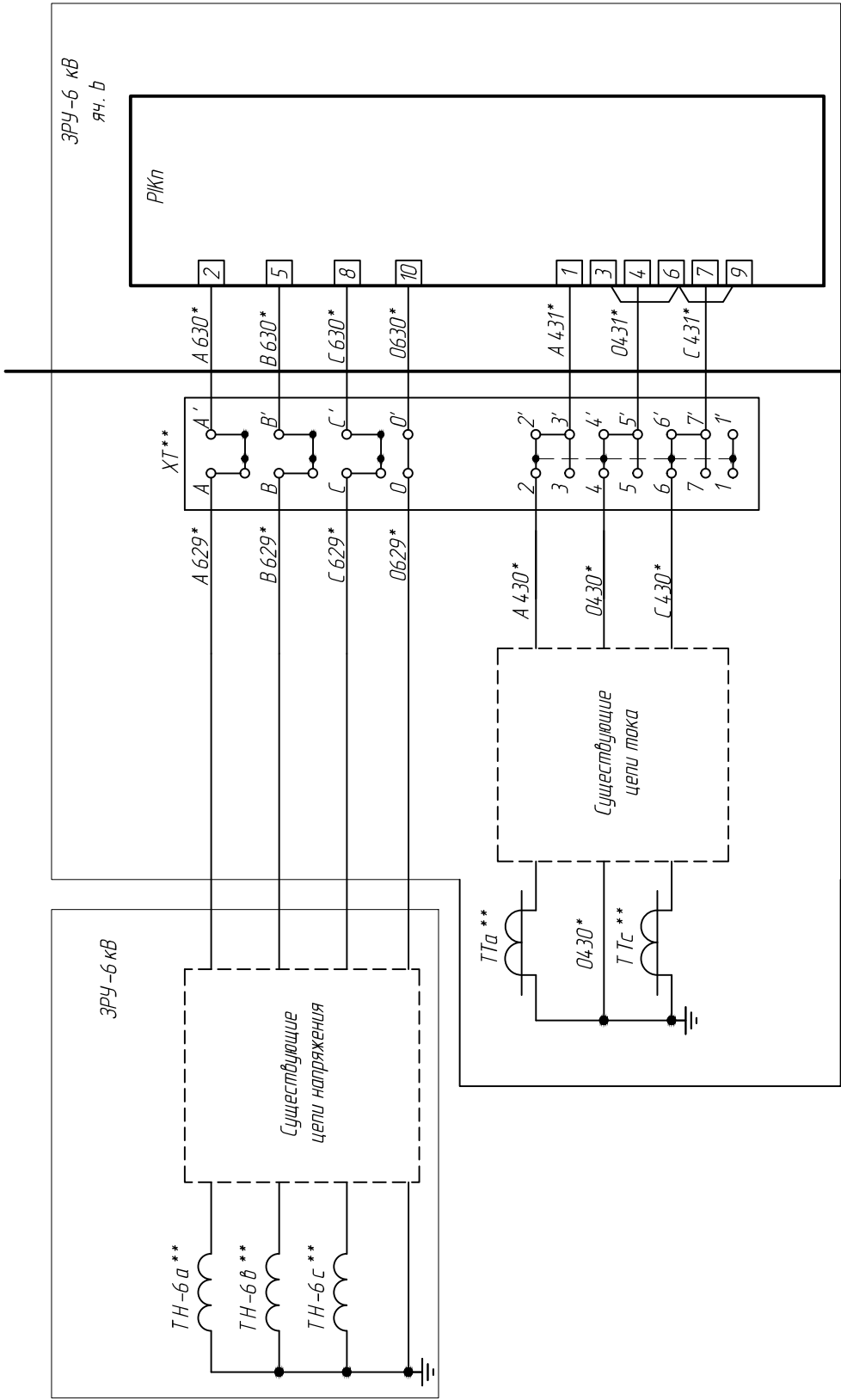
1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Прокладку кабелей выполнить по существующим кабельным конструкциям, исходя их удобства монтажа.
3. Прокладку кабеля выполнить в гибкой гофрированной трубе.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.С7

Присоединение ф. N 6 кВ



Существующее оборудование ПС 65/6 кВ №28 "Калачевская"

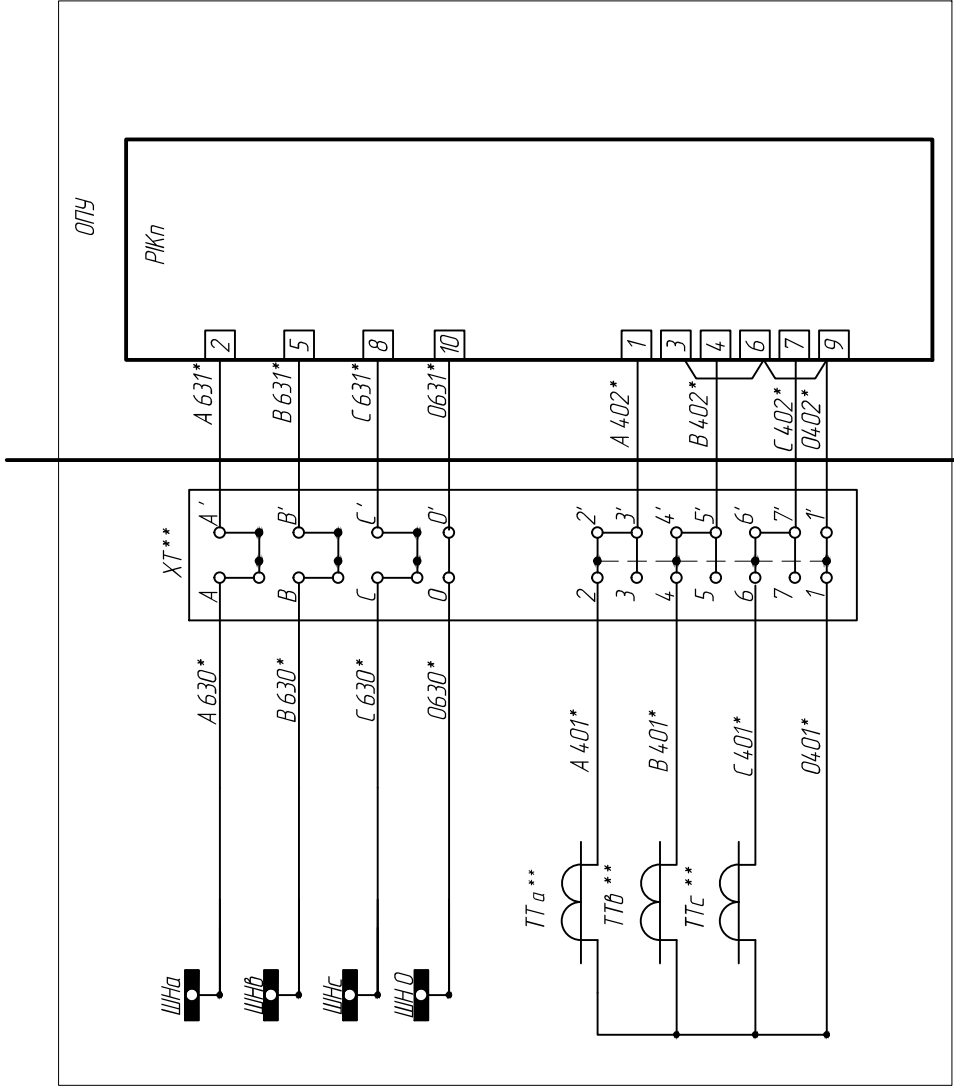
По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ 83.2020.03СК.11.РД)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	ЗРУ - 6 кВ, яч. б	РКп n
ф. 15	15	7
ф. 20	20	8
ф. 6-13	13	9
ф. 6-2	2	10
ф. 6-5	5	11
ф. 6-17	17	12
ф. 6-18	18	13
ф. 6-7	7	14
ф. 6-8	8	15
ф. 6-4	4	16

- Упомянутый линией показано внаде устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
 - * - маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
 - ** - существующее оборудование.
 - Внаде устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
- Схему подключения счетчика см. руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.

Присоединение ф. N

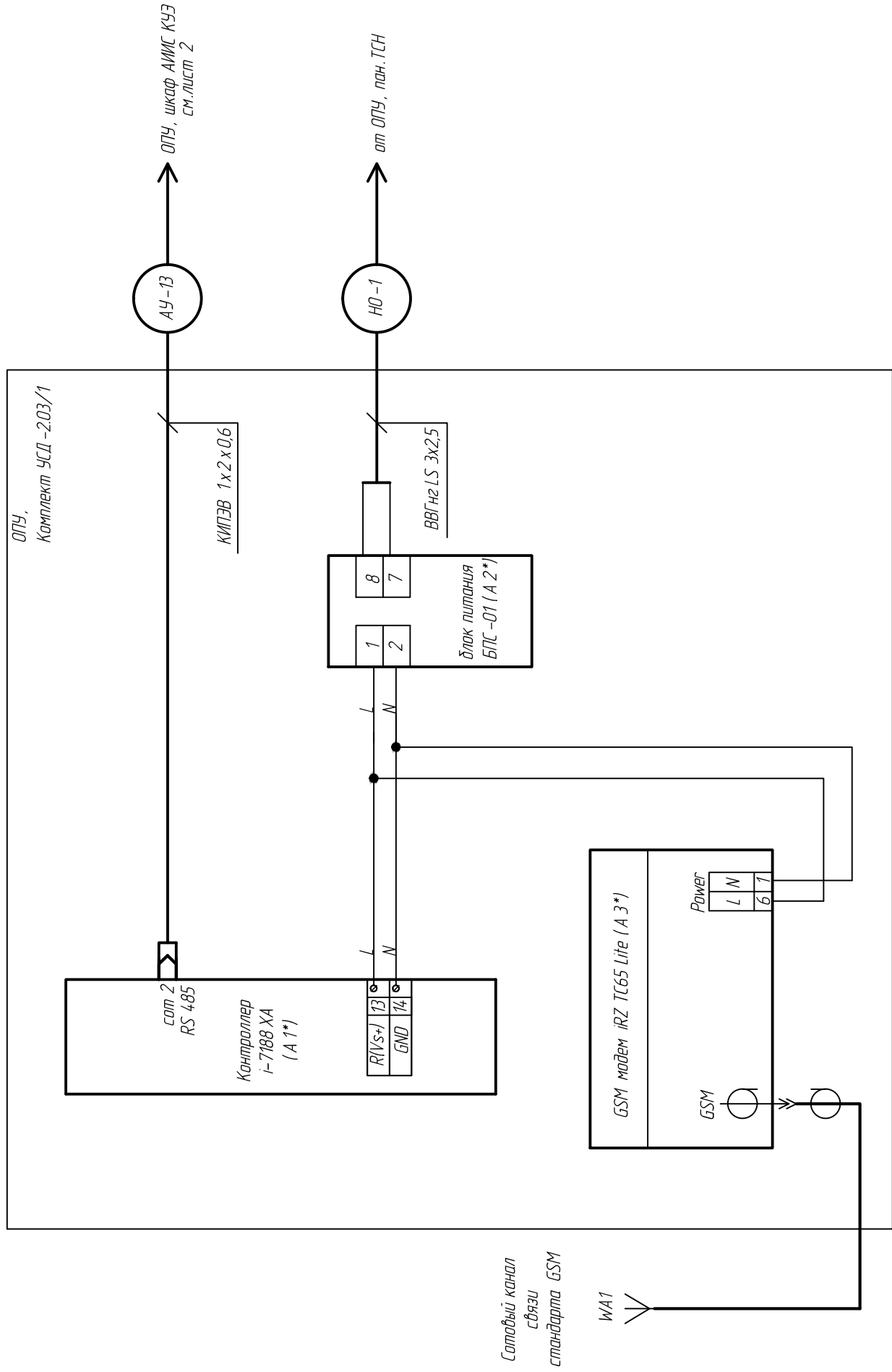


Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №39 "Березовская" По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.0ЭСК.13.РД)

Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РК п	Место установки
ТСН-1	17	ОПУ, пан. ВРУ-1
ТСН-2	18	ОПУ, пан. ВРУ-2

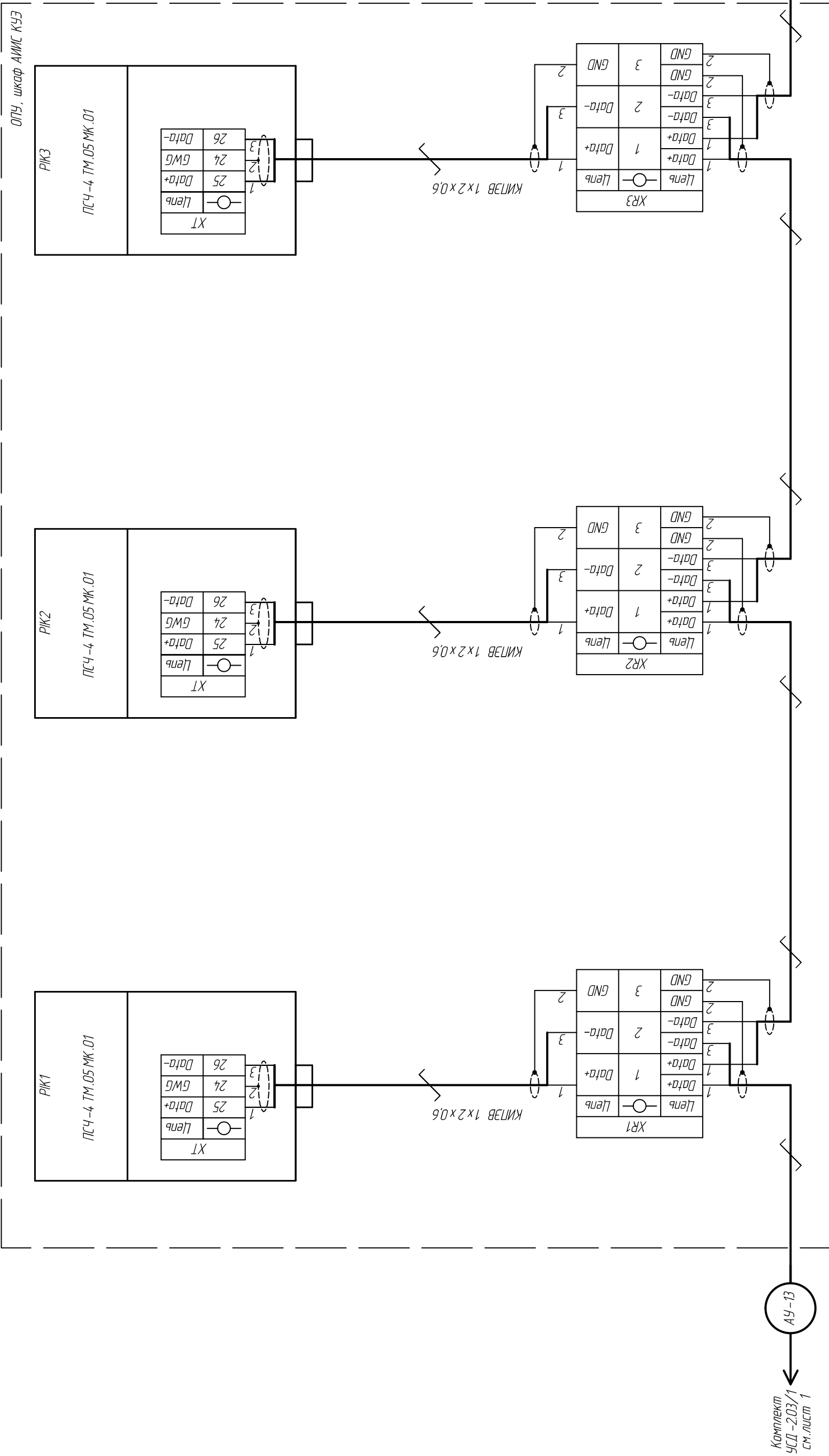
- 1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- 2 * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
- 3. ** – существующее оборудование.
- 4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения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



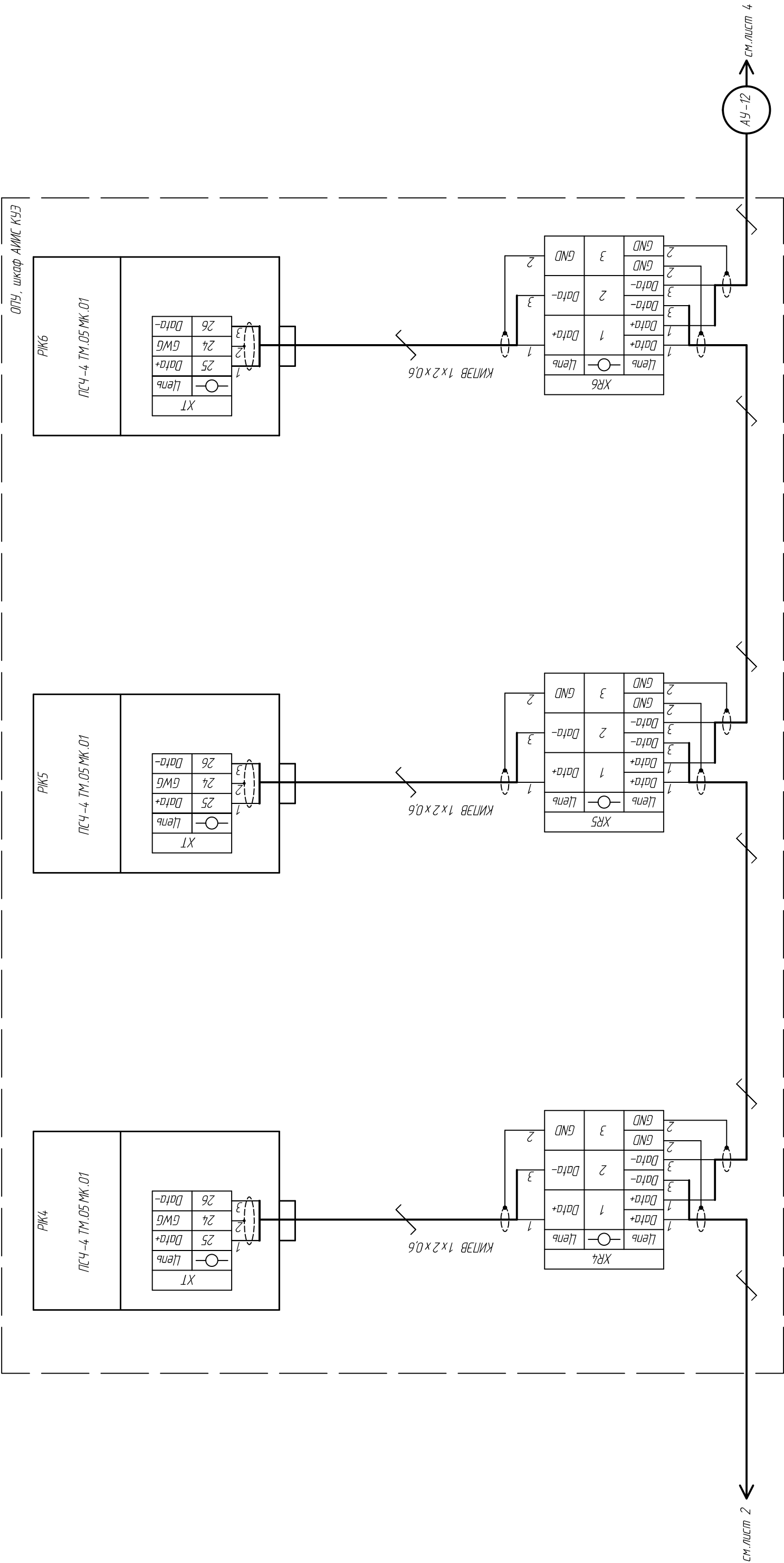
1. Утолщенной линией показано время устанавливаемое оборудованием.
2. * – обозначение прибора по паспорту.

									IЭТ .83.2020. ОЭСК .11.РД .С 5.02
Изм.	Коп. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<i>АМИС КУЗ ООО "ОЭСК"</i>			
Разраб.	Локашева				2020				
Провер.	Козлов				2020	<i>ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"</i>			
Утв.	Савченко				2020	<i>Схема подключения информационных цепей</i>			
						<i>ООО "Инэнерготех "</i>			

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



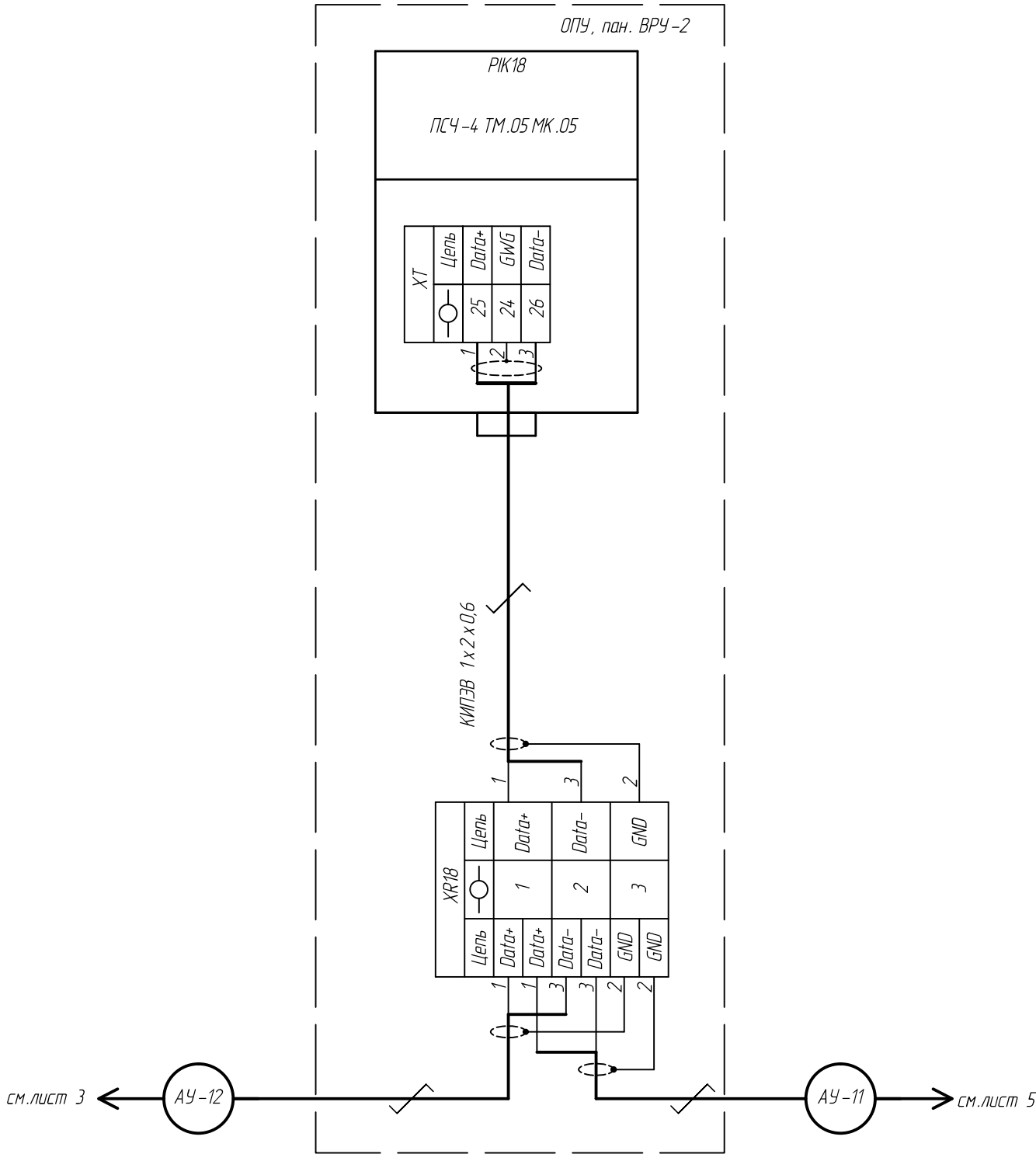
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ИЗТ.83.2020.03СК.11РД.С5.02					
Лист					
2					

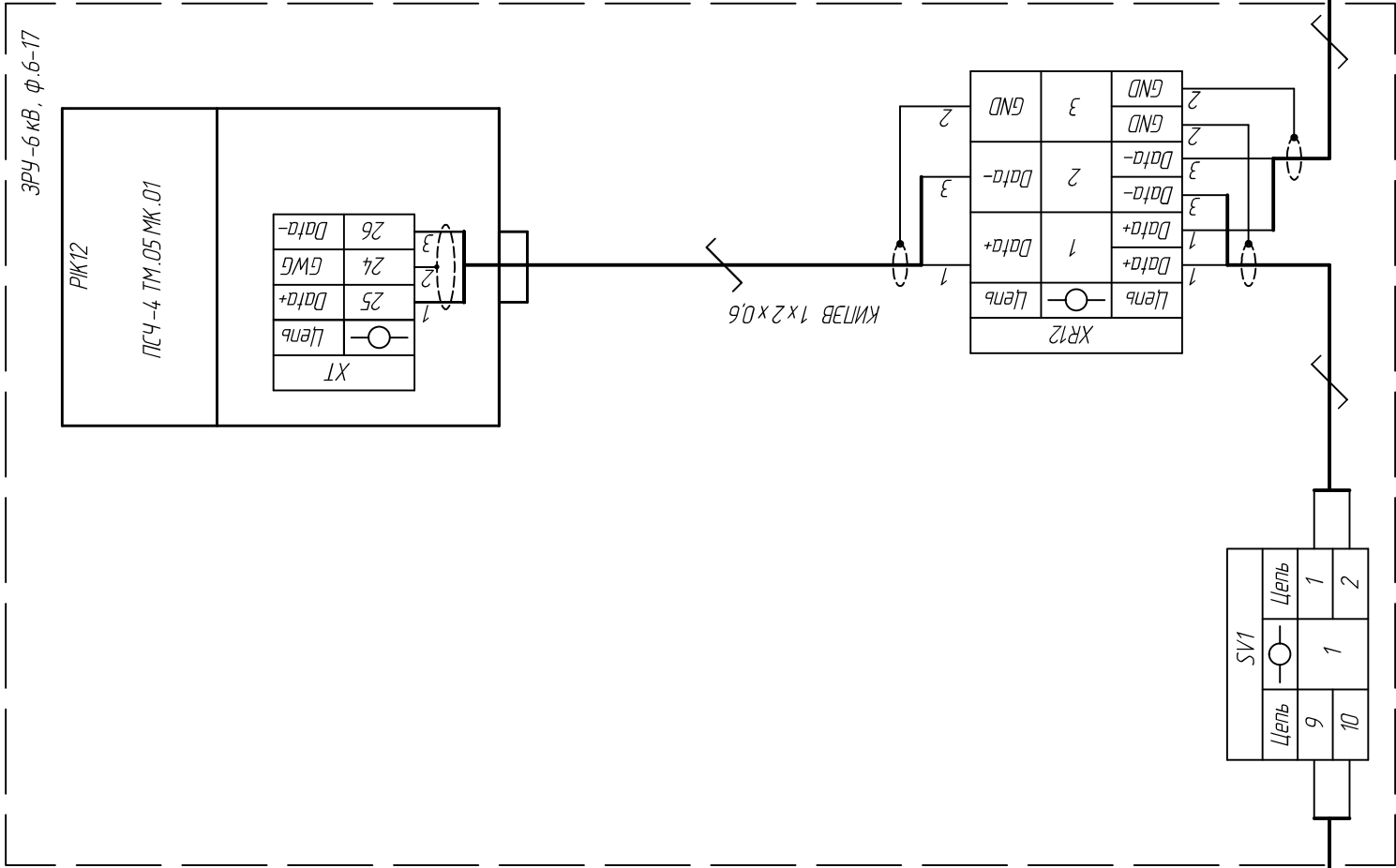
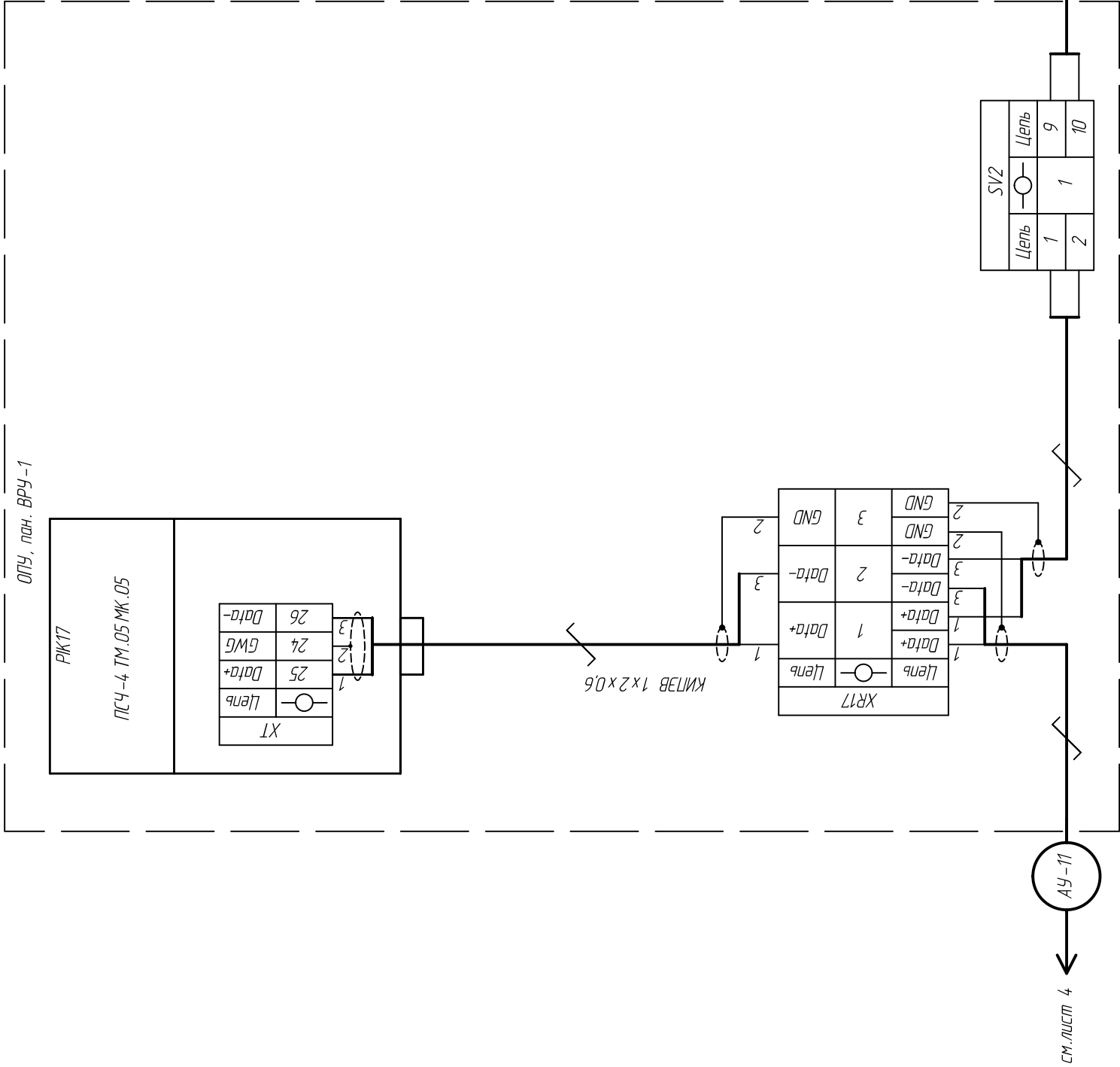


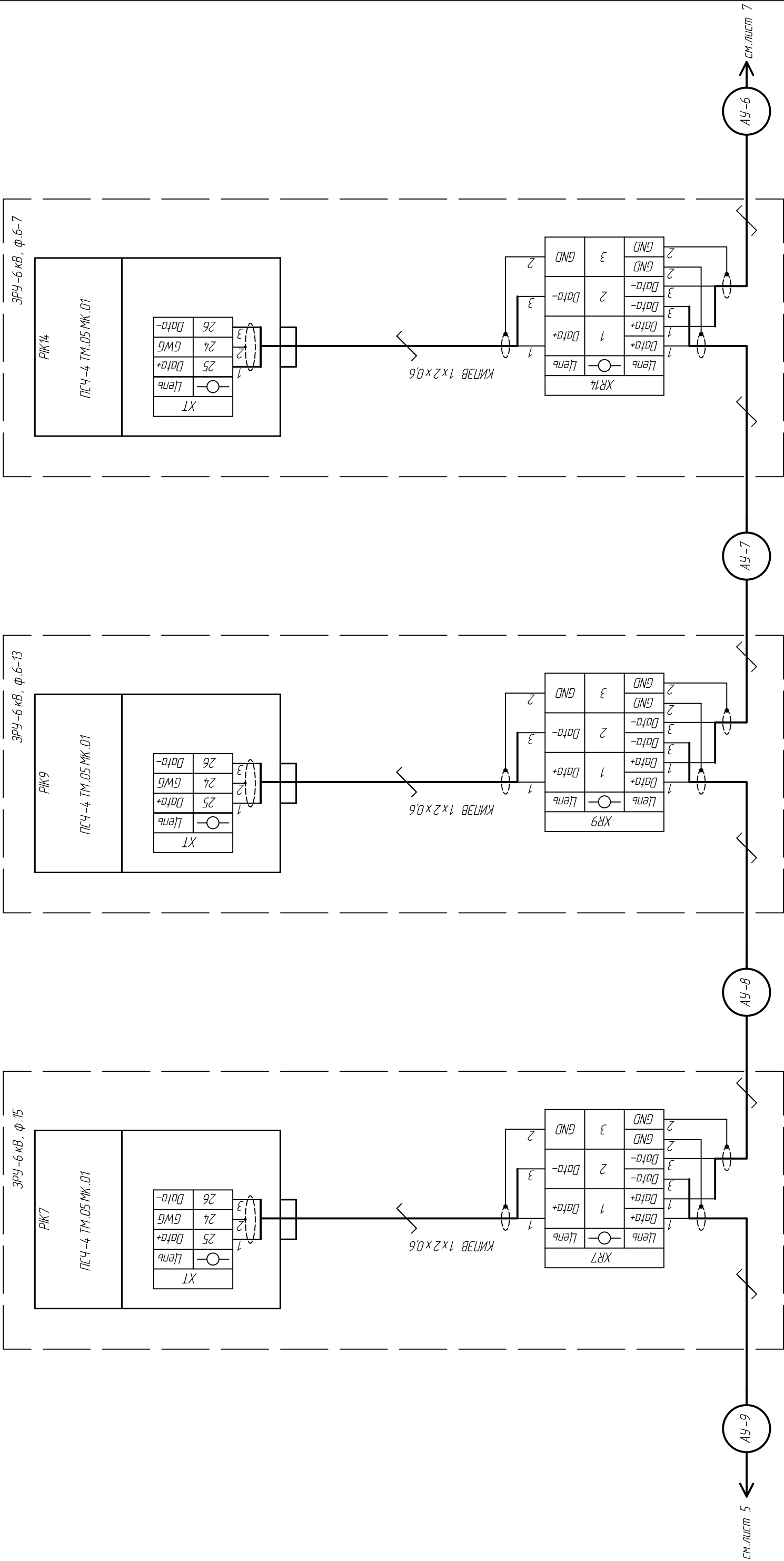
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол. уч.	Лист
№ док.	Подп.	Дата

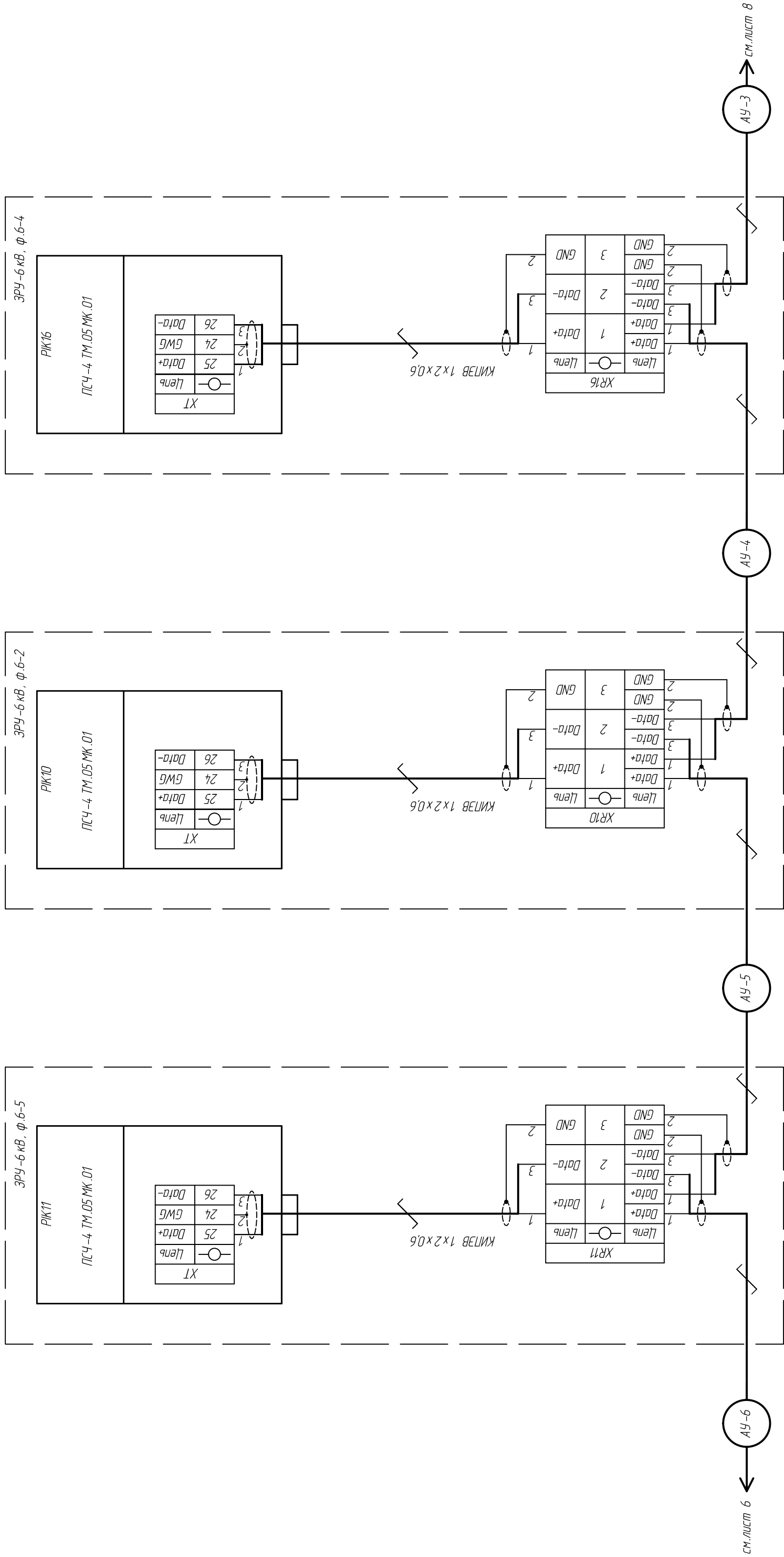
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

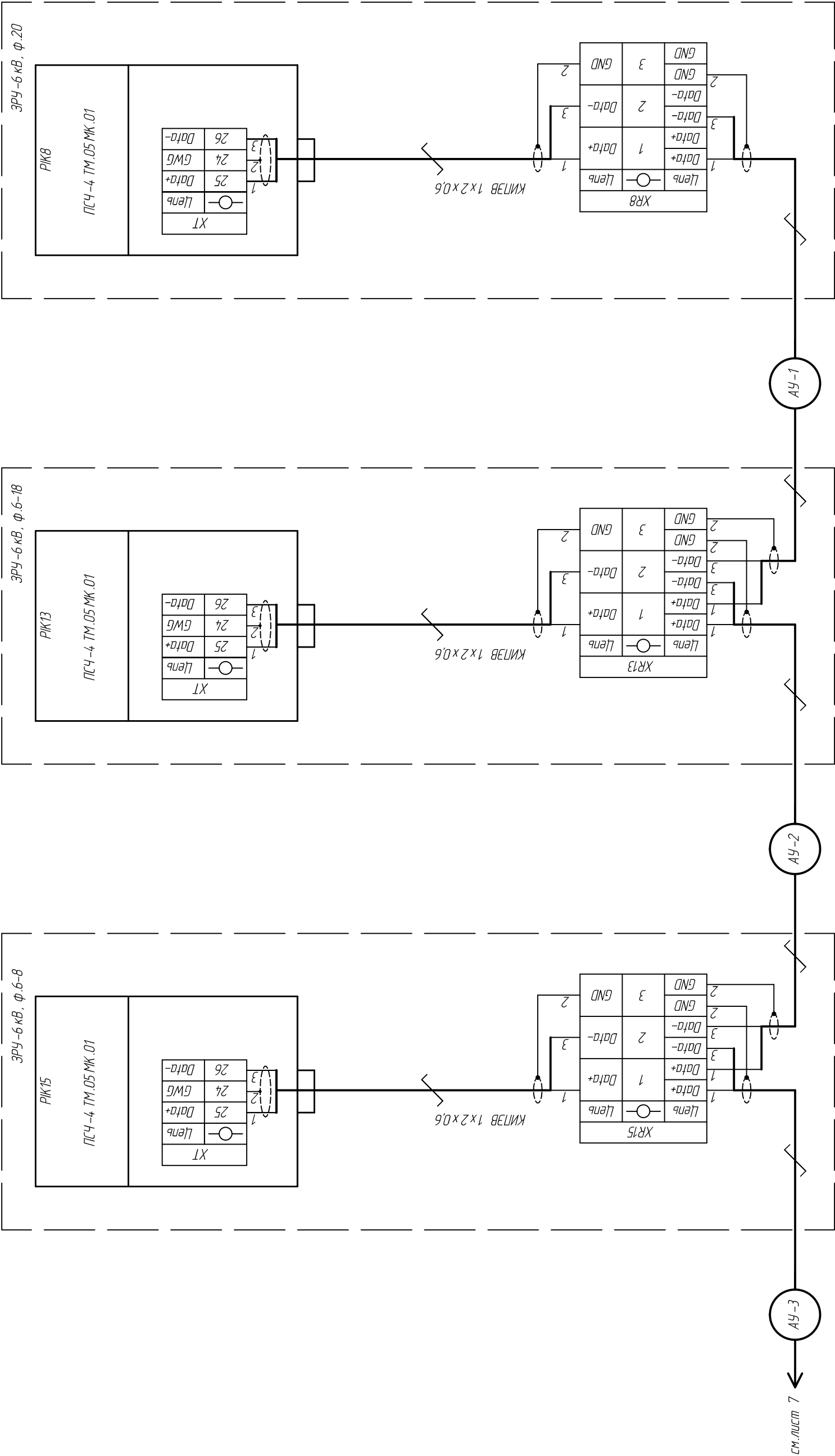
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.С5.02







[illegible]



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РЖ п	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	1	
2	ХР п	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

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

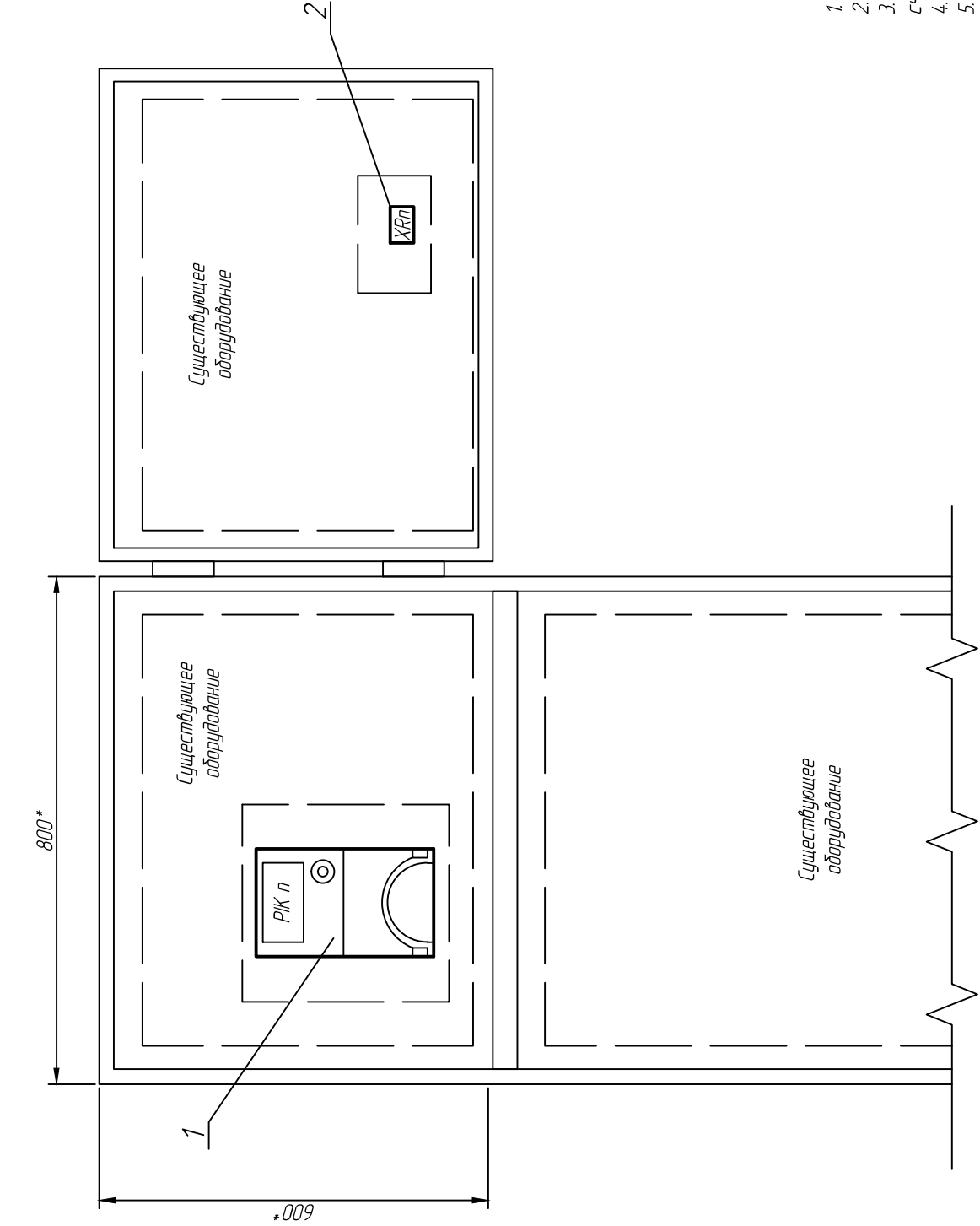


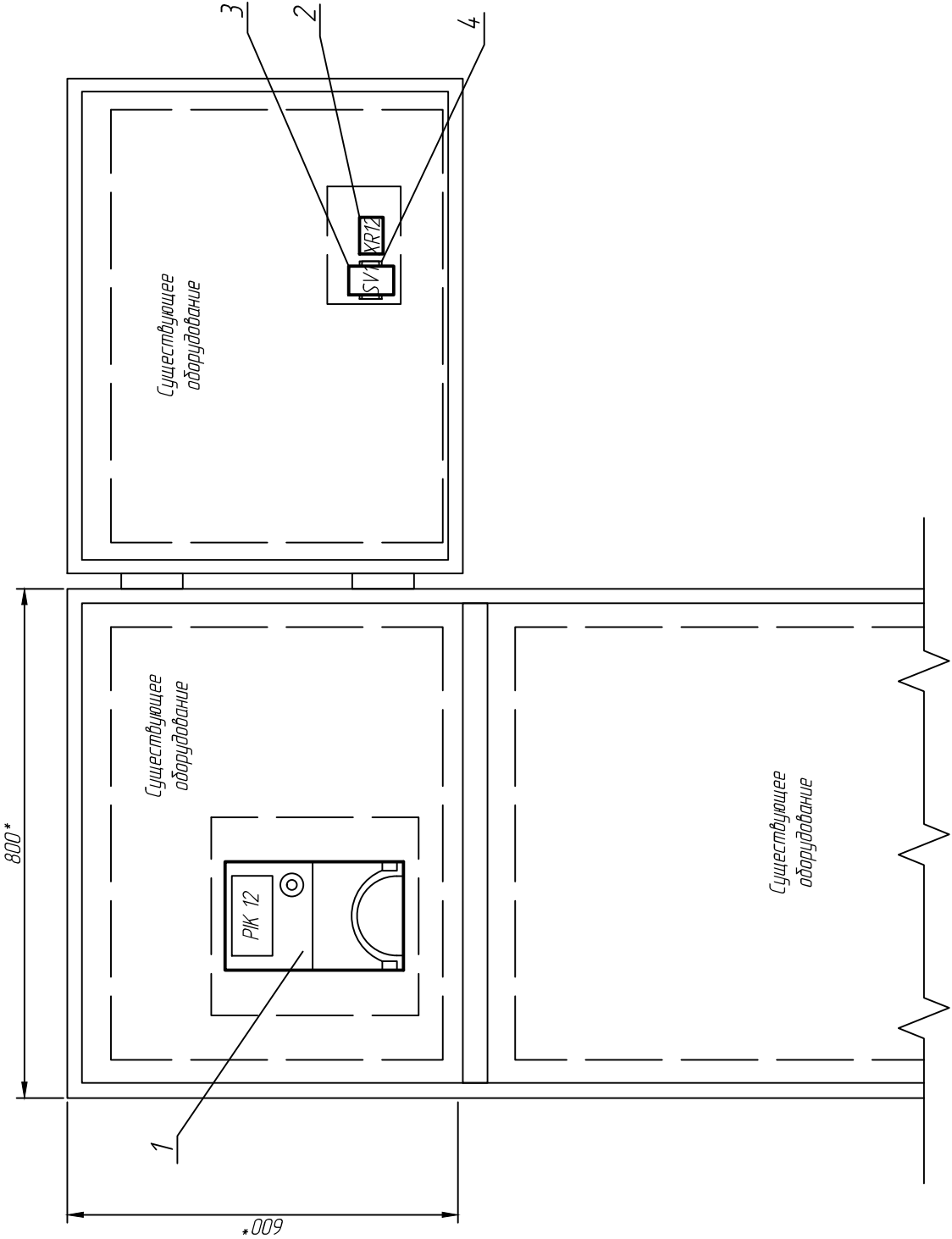
Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РЖ п
ф. 15	7
ф. 20	8
ф. 6-13	9
ф. 6-2	10
ф. 6-5	11
ф. 6-18	13
ф. 6-7	14
ф. 6-8	15
ф. 6-4	16

- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11.РД.СА									
АИИС КУЭ 000 "ОЭСК "									
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ дж.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №28 "Калачевская"			
Разраб.	Логашева				2020				
Провер.	Козлов				2020				
						Чертеж установки технических средств			
						ООО "Инэнерготех"			
Утв.	Савченко				2020				

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –6 кВ, ф. 6–17

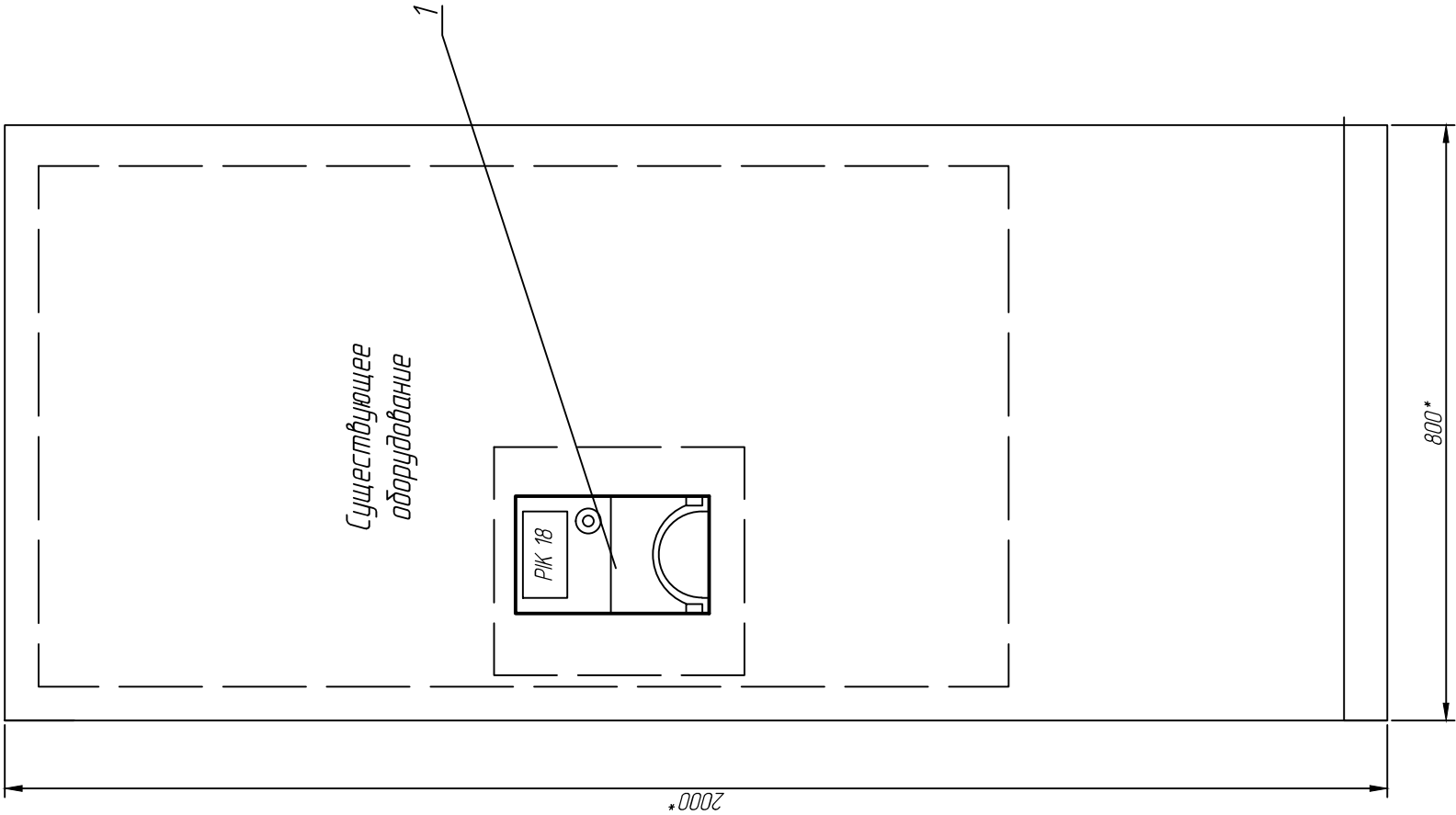


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 12	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR 12	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3	SV1	ГЗКС-1/д – модуль грозозащиты RS-485	1	
4		Монтажная DIN – рейка, L=100 мм	1	
5		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	10	

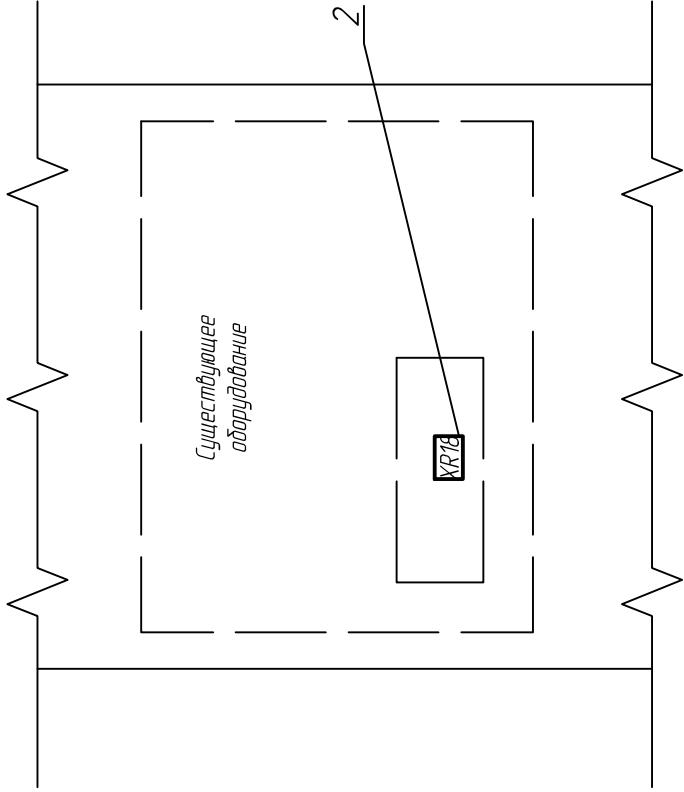
1. Утолщенной линией показано внодь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Внодь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии, разветвитель интерфейса и монтажную DIN-рейку установить при помощи саморезов поз.5.
6. Модуль грозозащиты установить на монтажную DIN-рейку.

Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, пан. ВРУ-2

Вид спереди



Вид сзади

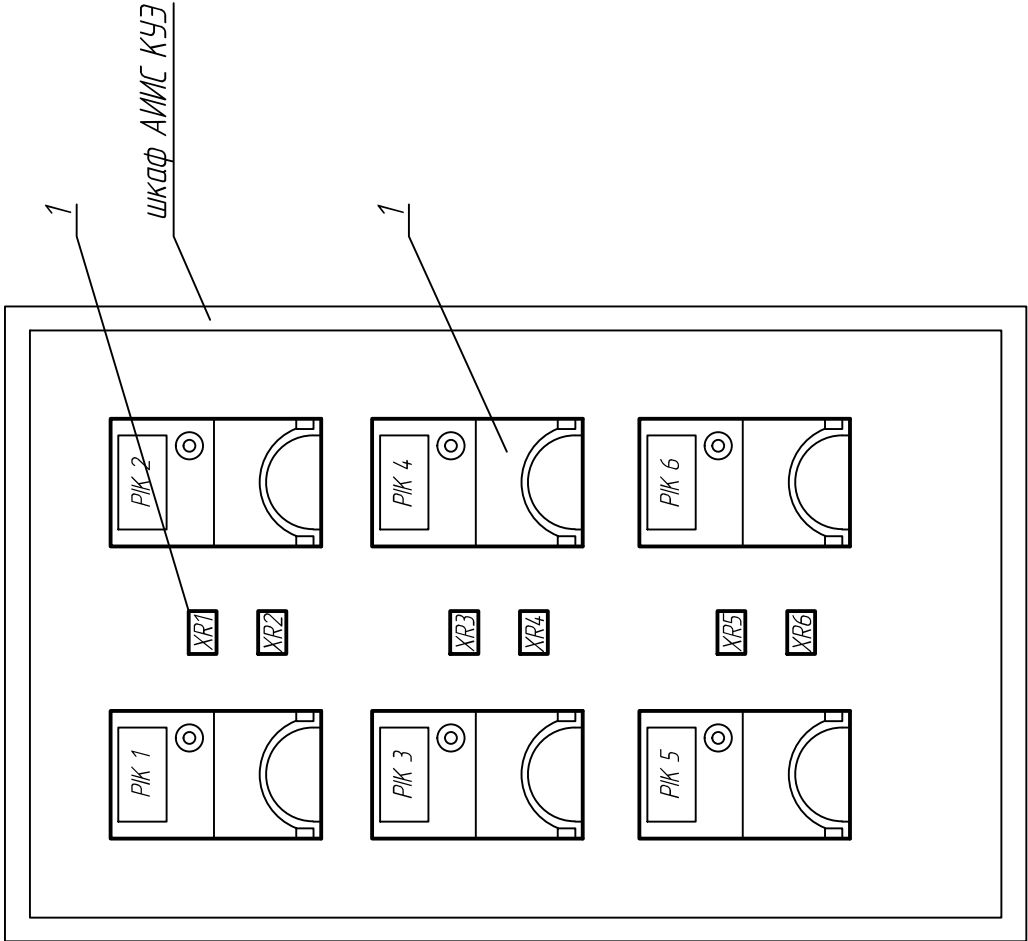


- 1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- 2. * – размер для справок.
- 3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- 4. Точное место установки определить при монтаже.
- 5. Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/К 18	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	1	
2	XR 18	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 х 16	7	

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 1-РК 6	Счетчик электроэнергии ПСЧ -4 ТМ.05 МК.01	6	
2	XR 1-XR 6	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	6	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 х 16	42	

Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, шкаф АИИС КУЭ существующий



- 1. Упомянутой линией показано внабь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- 2. * - размер для справок.
- 3. Внабь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- 4. Точное место установки определить при монтаже.
- 5. Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.11РДСА						Лист
						5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №39 «Березовская»

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.ТРП

2020

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №39 “Березовская”

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Взам. инв. №	Подп. и дата									
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД			
	Разраб.	Логашева								
	Пров.	Козлов					АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №39 "Березовская" Ведомость ТД	Стадия	Лист	Листов
								ТП	2	46
	Н.контр.							ООО "Инэнерготех"		
	Утв.	Савченко								

Раздел 1. Пояснительная записка

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

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ №39 "Березовская".

Технорабочий проект выполнен на основании:

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

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ №39 «Березовская» находится в Прокопьевском районе с. Калачево и имеет распределительные устройства 35 и 6кВ.

В настоящее время подстанция ПС 35/6кВ №39 «Березовская» присоединяется к энергосистеме двумя от-
пайками от ВЛ-35-3С-33 и ВЛ-35-3С-34.

ЗРУ-35кВ кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным выключателем. В цепях присоединений в ЗРУ-35кВ установлены трансформаторы напряжения типа ТНР 7.1 и трансформаторы тока ТЛК-35-1.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6кВ мощностью 6,3МВА. Параллельная работа двух трансформаторов на ПС запрещена.

ЗРУ-6кВ выполнена по системе двух секций 6кВ с секционным разъединителем. В цепях присоединений ЗРУ-6кВ установлены трансформаторы тока типа ТЛШ-10, ТЛК-10 класса точности 0,5 и трансформатор напряжения НАМИТ-10, класса точности 0,5.

На ПС 35/6кВ №39 «Березовская» установлена существующая система АИИС КУЭ.

Вновь устанавливаемая система АИИС КЧЭ ООО «ОЭСК» на ПС 35/6кВ №39 «Березовская» устанавливается в параллельную работу.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КЧЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- *повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;*

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	<p>1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ</p> <p>Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электро- энергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды под- станции.</p> <p>Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспе- чение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.</p> <p>Основные цели АИИС КУЭ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности; 						Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<p>ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД</p> <p>3 566</p>

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи GSD и GPRS.

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.

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.					
			ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.					
			ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.					
			ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.					
			ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Normokontrol.					
			ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.					
			ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.					
			ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.					
			ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.					
			ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД					
			Лист 5					
			568					

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

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

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

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

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

ГОСТ 21.4.04–85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21.4.06–88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

ГОСТ 14.254–96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP).

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

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

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

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

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

ГОСТ Р 8.563–96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД						Лист
									6
									569
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

						ИЭТ.83.2020.03СК.13.ТД	Лист
							7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		570

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

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС КУЭ

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

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;*
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;*
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;*
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;*
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;*
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;*
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;*
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;*
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;*
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;*
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.*
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;*
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;*
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;*
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;*
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;*
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;*
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;*

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
										8
										571
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

1.9 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

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

Штатный режим работы:

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

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

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

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

Ремонтный режим работы

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД		Лист
											9
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			572

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

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

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:
технические средства нижнего уровня смонтированы в соответствии с проектной документацией и функционируют;

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

компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;

на компьютерах установлено программное обеспечение.

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

1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КУЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

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

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

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

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

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

Установка счетчиков электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	для счетчиков трансформаторного включения.									
			1.11 Решения по установке и монтажу оборудования									
			Электромонтажные работы выполнять в полном соответствии с требованиями действующих ПУЭ, СНиП и межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001) в том числе в части допуска к работе в действующих электроустановках.									
Установка счетчиков электроэнергии.												
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД						Лист
												10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							573

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

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

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

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

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

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

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

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>характеристики (температура окружающей среды, влажность воздуха, отсутствие агрессивных сред, отсутствие в местах установки сильных электромагнитных полей и радиоизлучений).</p>					
						ИЗТ.83.2020.ОЭСК.13.ТД	Лист	
							11	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		574	

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип Существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС39 35/6 Т-1	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-35кВ	Т/МК-35-1 УХ/12.1	1000/5	Т/Р 7.1, 51401-12	35000/100 А3
					Т/МК-35-1 УХ/12.1	1000/5	Т/Р 7.1, 51401-12	35000/100 А3
					Т/МК-35-1 УХ/12.1	1000/5	Т/Р 7.1, 51401-12	35000/100 А3
2	ПС39 35/6 Т-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-35кВ	Т/МК-35-1 УХ/12.1	1000/5	Т/Р 7.1, 51401-12	35000/100 А3
					Т/МК-35-1 УХ/12.1	1000/5	Т/Р 7.1, 51401-12	35000/100 А3
					Т/МК-35-1 УХ/12.1	1000/5	Т/Р 7.1, 51401-12	35000/100 А3
3	ПС39 35/6 Т-1	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Т/Ш- 10-1	2000/5	НАМИТ-10-2-УХ/12	6000/100
					Т/Ш- 10-1	2000/5		
					Т/Ш- 10-1	2000/5		
4	ПС39 35/6 Т-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Т/Ш- 10-1	2000/5	НАМИТ-10-2-УХ/12	6000/100
					Т/Ш- 10-1	2000/5		
					Т/Ш- 10-1	2000/5		
5	ПС 39 ф.15	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Т/Ш- 10-1	2000/5		
					Т/Ш- 10-1	2000/5		
					Т/Ш- 10-1	2000/5		
6	ПС 39 ф. 17	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Т/МК-СТ-10-5/1193	100/5		
					Т/МК-СТ-10-5/1193	100/5		
7	ПС 39 ф. 18	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Т/МК 10-5	300/5		
					Т/МК 10-5	300/5		
8	ПС 39 ф. 22	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Т/МК 10-5	600/5		
					Т/МК 10-5	600/5		
9	ПС39 ТСН-1	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ, пан.2	Т-0,66	300/5	-	-
10	ПС39 ТСН-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ, пан.2	Т-0,66	300/5	-	-

Взам. инд. №	10	ПСЗ9 ТСН-2	ПСЧ-4 ТМ.05МК.05	0,55/0,5	0ПЧ, пач.2	Т-0,66	300/5	-	-							
Подп. и дата																
Инд. № подл.																
Изм.										Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.13.ТД	Лист
12										575						

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

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

Первый ИИК (нижний) уровень

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

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

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
											13
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			576

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

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

ИБК обеспечивает:

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

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

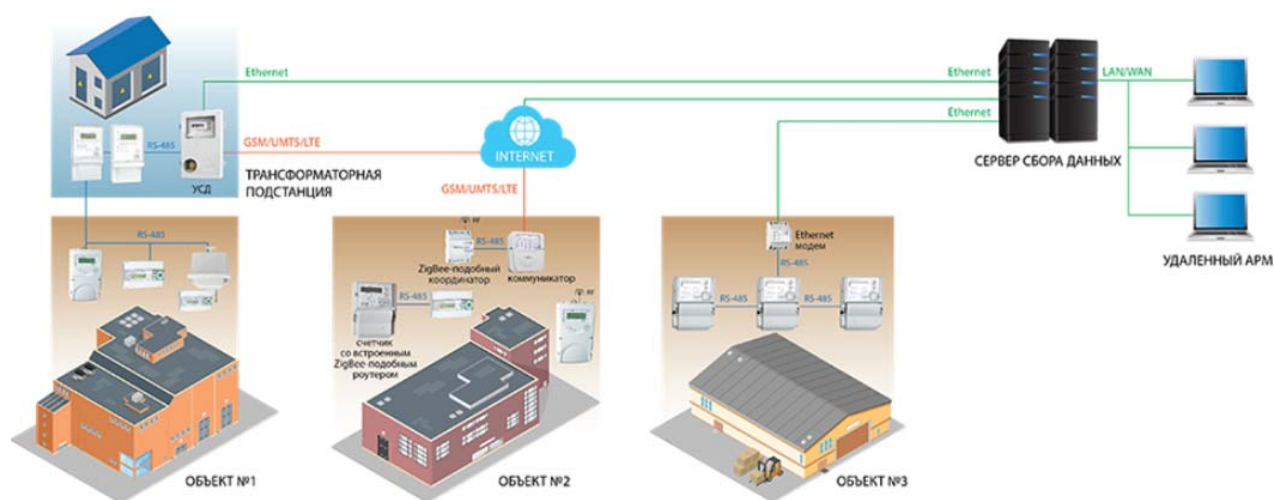
- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - полчасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

Взам. инв. №	Подп. и дата	<ul style="list-style-type: none">Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).Считывание журнала событий УСД.Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.						
Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
								14
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		577

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.13.ТД

Лист

15
578

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист	
							16 579	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

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

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

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

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

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

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

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

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

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на немашинное и внутримашинное.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД		Лист
									17
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				580

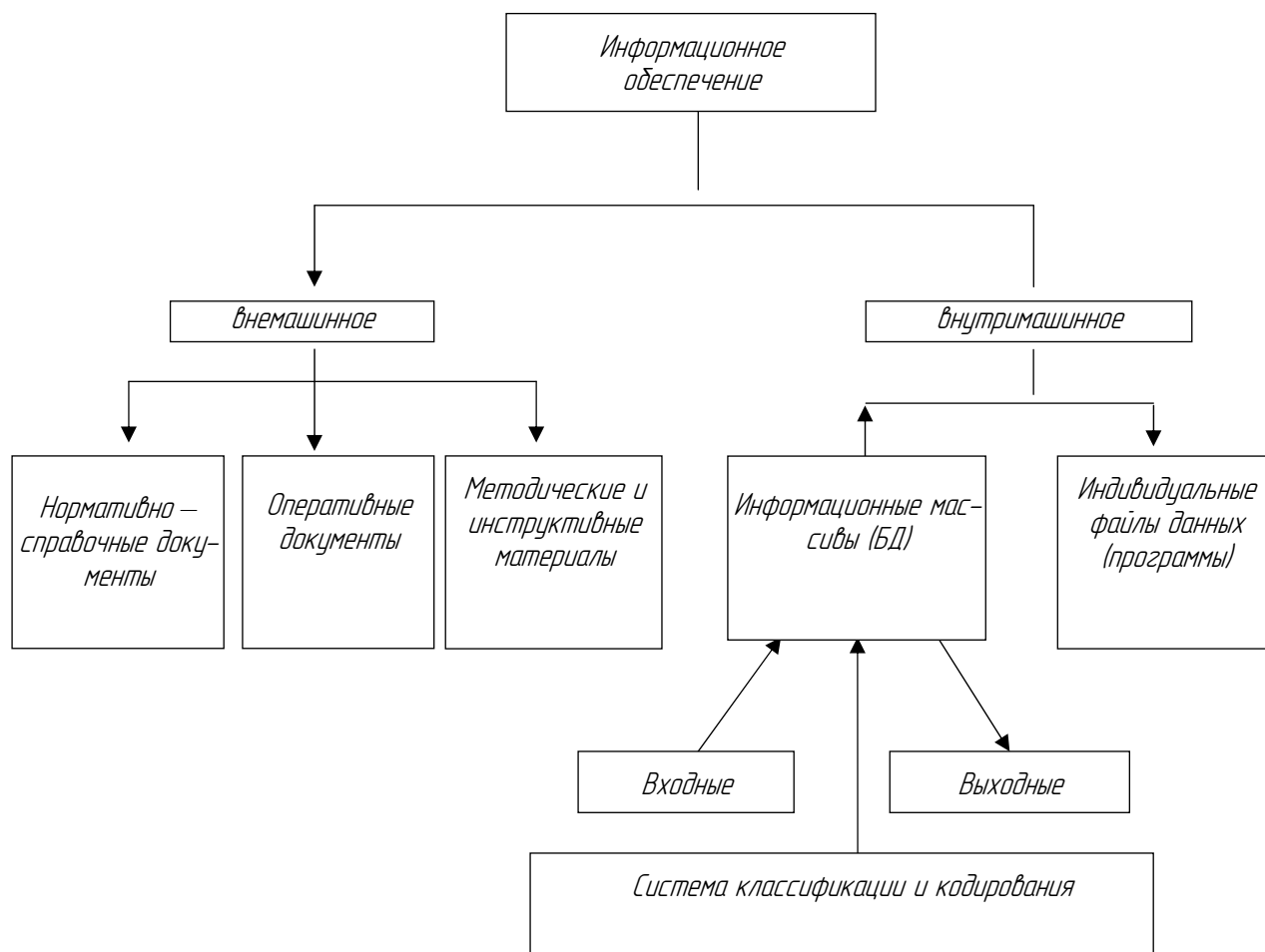


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

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

В системе представлена следующая информация:

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист 18 581
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

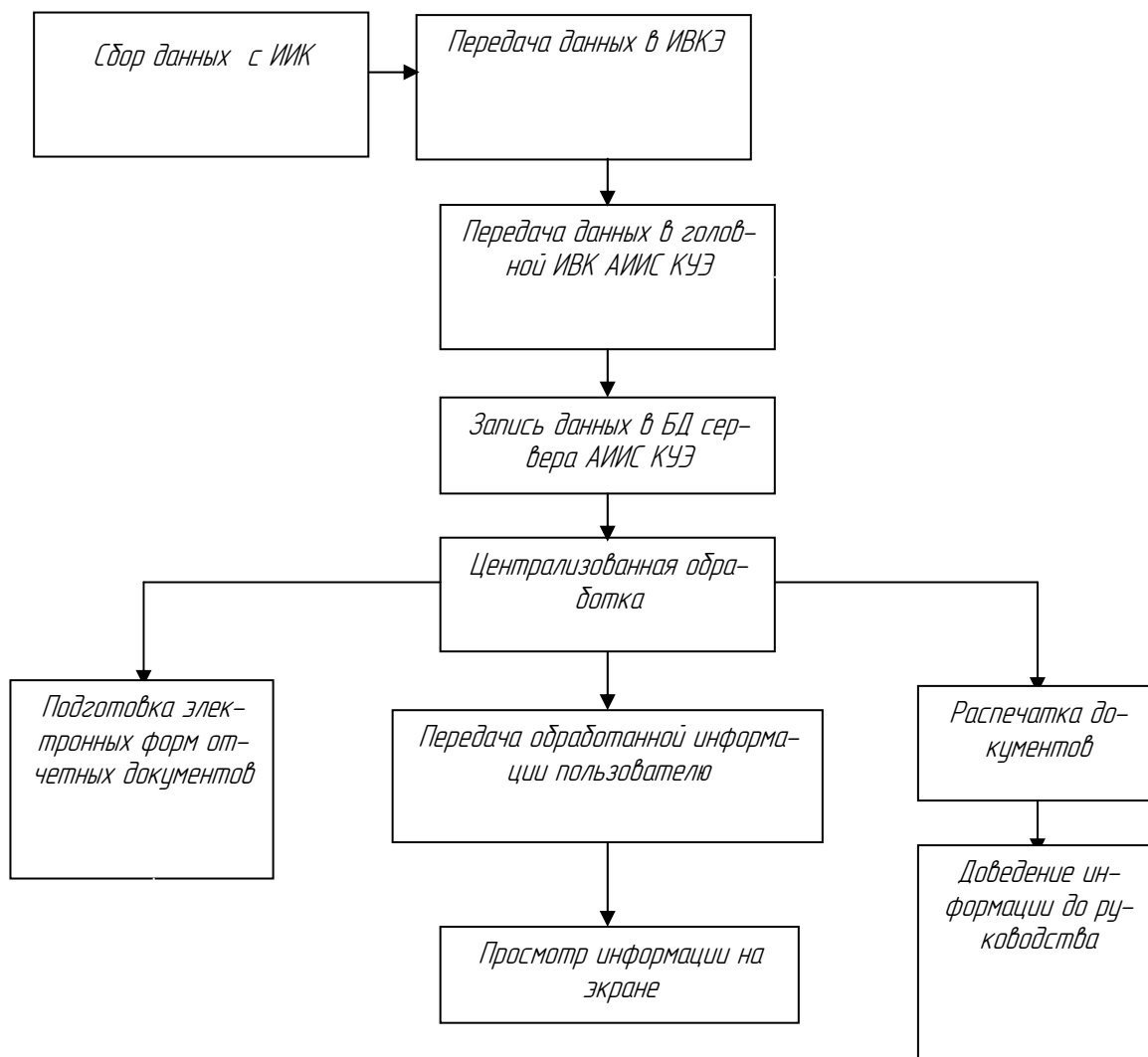


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

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

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

4.4 Организация внешинной информации

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

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
							19
							582

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист	
							20	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		583	

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствуют ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках \square до 144;

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА					
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии					
Подп. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).					
	Тарификатор:					
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;					
ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД						Лист
						21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	584

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									22	
									585	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.ОЭСК.13.ТД

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									23	
									586	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД			24
									587

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

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с I _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.13.ТД	Лист
							25
							588

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_0}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \leq I < I_0$			
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-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД		Лист
											28
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			591

485 (А); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (В). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и обратной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4 ТМ.05МК.01 относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД		Лист
											29
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			592

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналаобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		593

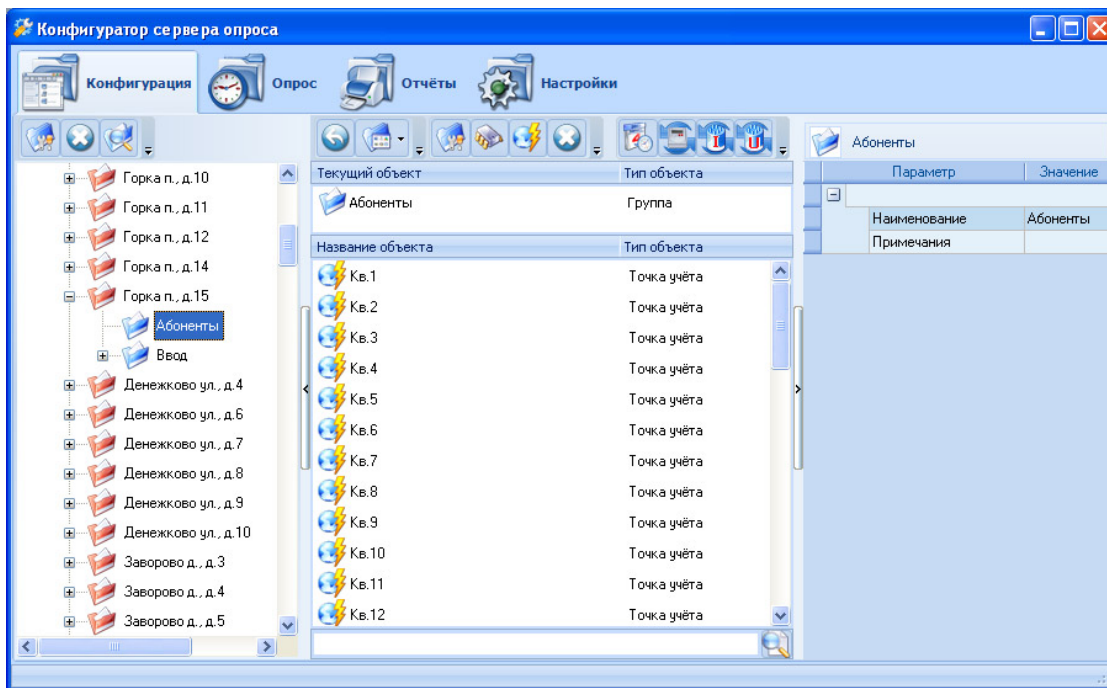
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №

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

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

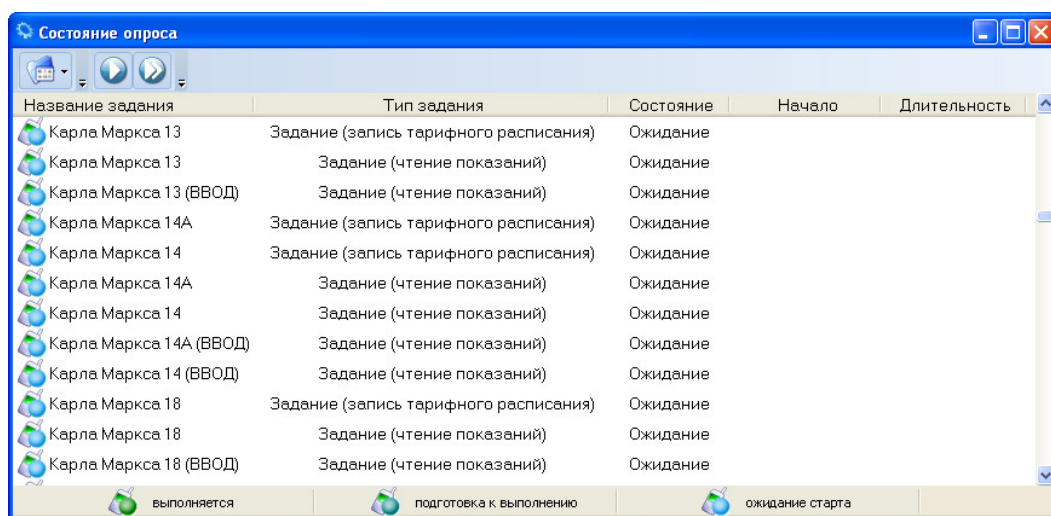
Сервер Опроса

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



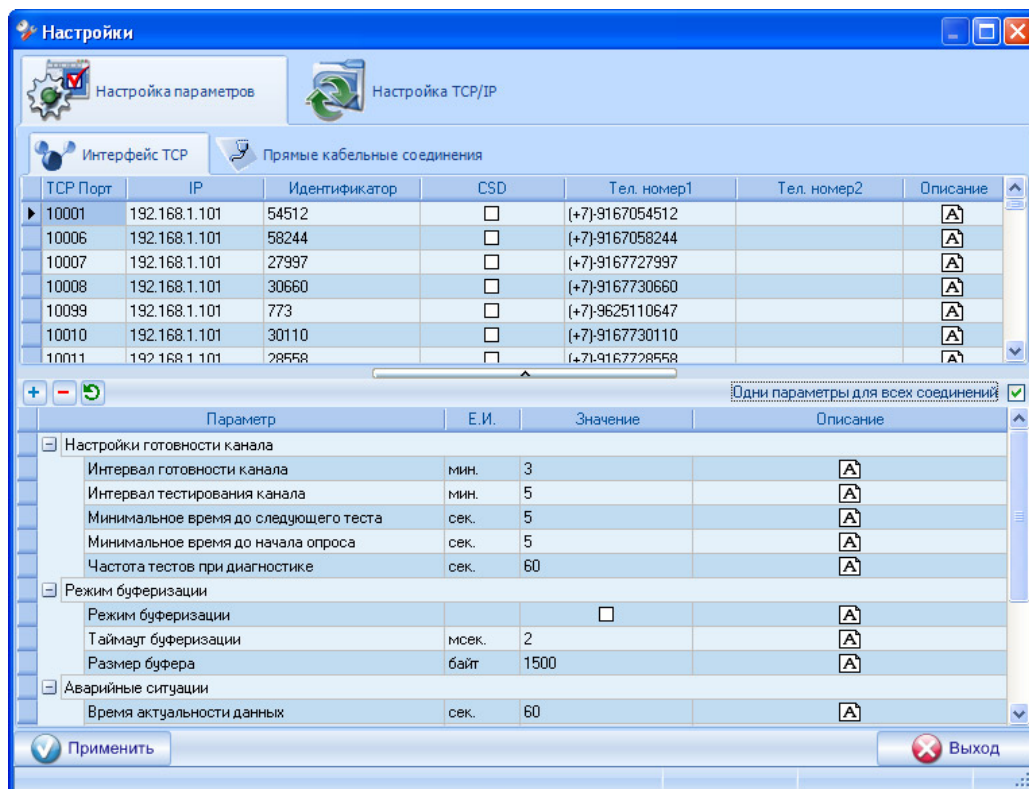
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД

Лист

32
595

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф	Т
08.04.2009	14:08:35	2198.490	1157.417	208.093	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590	1229.385	222.225	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.307	1261.053	232.354	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996	1301.745	244.271	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511	1325.497	252.034	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667	1325.651	252.036	832.980

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	2	372	418	46

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	653	910	65

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБИЧЕН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБИЧЕН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

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

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

ИЭТ.83.2020.03СК.13.ТД

РАЗДЕЛ 7. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

7.1 Описание работ по метрологическому обеспечению

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

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

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

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

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

Программное обеспечение всех компонентов АИИС КУЭ должно быть метрологически аттестовано.

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

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

7.2 Расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

Прокладка вторичных цепей трансформаторов тока проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД		Лист
											34
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			597

7.3 Расчет вторичных цепей трансформаторов напряжения

Прокладка вторичных цепей трансформаторов напряжения проектом не предусматривается.
Расчет нагрузки вторичных цепей не производится.

7.4 Требования к погрешности измерений

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

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

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

7.5 Требования безопасности

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

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

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

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

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

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

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

7.6 Контроль точности результатов измерений

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

Задачами контроля точности являются проверки:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД		Лист
											35
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			598

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

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

Оперативный контроль точности проводят:

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

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

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист 36 599
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

Элемент системы	Тип	Номер регистрации в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	62838

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									37	
									600	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД				

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КЧЗ представлена на рисунке 8.1.

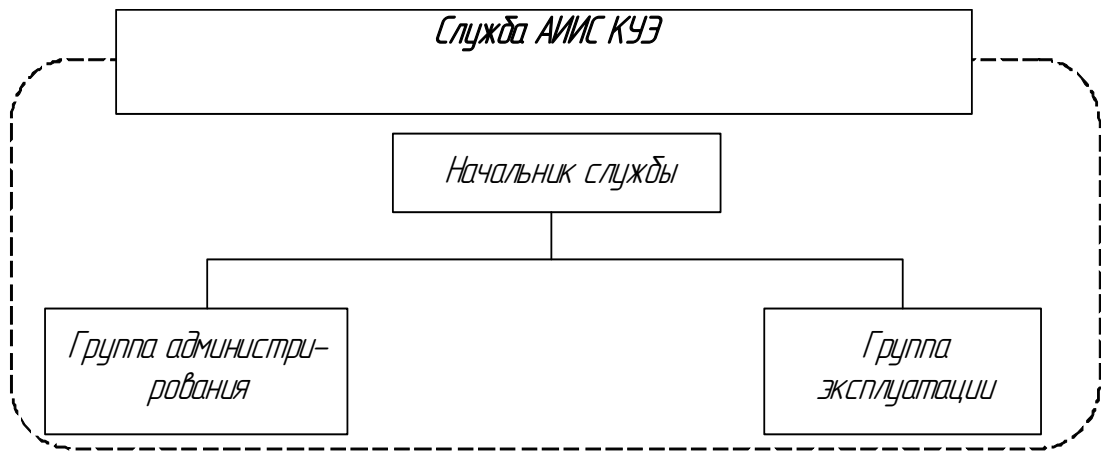


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

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. №	<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 ИВК;					
Подп. и дата	<p>Основные функции группы эксплуатации:</p> <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;					
Инв. № подл.						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД

Лист
38
601

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

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

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

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

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

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД	Лист
										39
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		602

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

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

- ИИК в количестве 10 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

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

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

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003–90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	10

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									40
									603
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД			

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

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

9.4 Перечень оцениваемых параметров надёжности

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

- а) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:
средняя наработка до отказа – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001;
средний срок службы – в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001.
- б) для счетчиков электроэнергии:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 35000 часов;
среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.
- в) для системы шкафов УСПД:
средняя наработка на отказ – должна быть не менее 55000 часов;
время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК и ИВКЭ.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

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

Расчет показателей надёжности ИИК

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС 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.13.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		41 604

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	10	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект 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	10	165000	0,0000606
Итого для ИМК					0,0000606

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИБКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2.

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект 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
									605
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.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.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0000183712$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 54433 \text{ ч.}$$

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

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

$$K_r = 54433 / (2 + 54433) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$\lambda_r = \frac{1}{T_B + T_0};$					
			$K_r=54433/(2+54433)=0,99.$					
			<p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необходимо, чтобы восстановление подсистемы оперативным персоналом производилось в заданных пределах</p>					
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД		Лист
								43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			606

времени восстановления. В этом случае уровень надежности зависит от наличия обнаружения отказа, комплекта запасных элементов и квалификации оперативного персонала.

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

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

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

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

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

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

τ_j – наработка до первого отказа каждого из измерительных трансформаторов.

Полученные данные заносят в таблицу 3

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

9.15 Мероприятия технического обслуживания и ремонта

Оперативным персоналом для первичных средств учета и вторичных цепей проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

а) ежедневно:

- внешний осмотр ТТ и ТН на предмет внешних повреждений, нахождения посторонних предметов на оборудовании;

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									44
									607
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.ТД			

- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;
 - доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;
- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">- проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет от-казов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;- анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;- доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами. <p>д) еженедельное обслуживание включает в себя:</p> <ul style="list-style-type: none">- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффектив-ность их работы и увеличивает срок службы;					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.13.ТД		Лист
								45
								608

- резервирование коммерческой информации на внешние носители.
- в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:
 - поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;
 - з) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:
 - очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;
 - для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.
 - д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:
 - проведение диагностики и локализация неисправности устройств;
 - полное тестирование и выявление неисправных устройств;
 - ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

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

$$Q = N * t,$$

где Q – количество запасных элементов;

N – количество элементов на подстанции;

t – % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>где Q – количество запасных элементов;</p> <p>N – количество элементов на подстанции;</p> <p>t – % (на основании договора).</p> <p>Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.13.ТД		Лист
								46
								609

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"

Том 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.СБ.01	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.СБ.02	Схема электрическая принципиальная распределительной сети	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С 7	План расположения оборудования и проводок	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.01	Схема подключения вторичных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С 5.02	Схема подключения информационных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

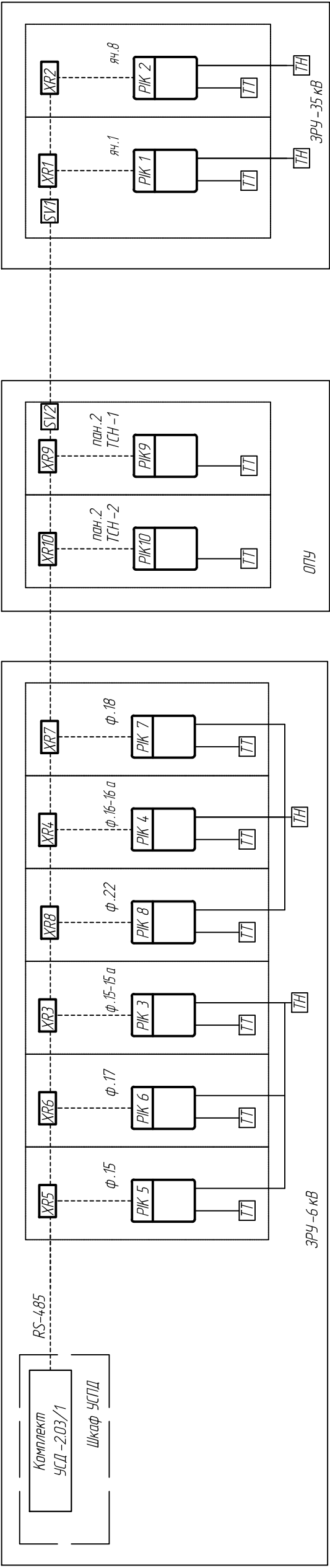
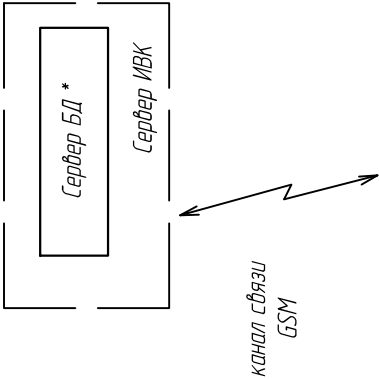
Приведенные в настоящем проекте технические решения разработаны в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами, регламентирующими организацию учета и принципы построения автоматизированных систем. Данная рабочая документация является частью технорабочего проекта ИЭТ.83.2020.ОЭСК.ТП

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.ТП

ПС 35/6кВ №39 "Березовская"

ООО "Инэнерготех"

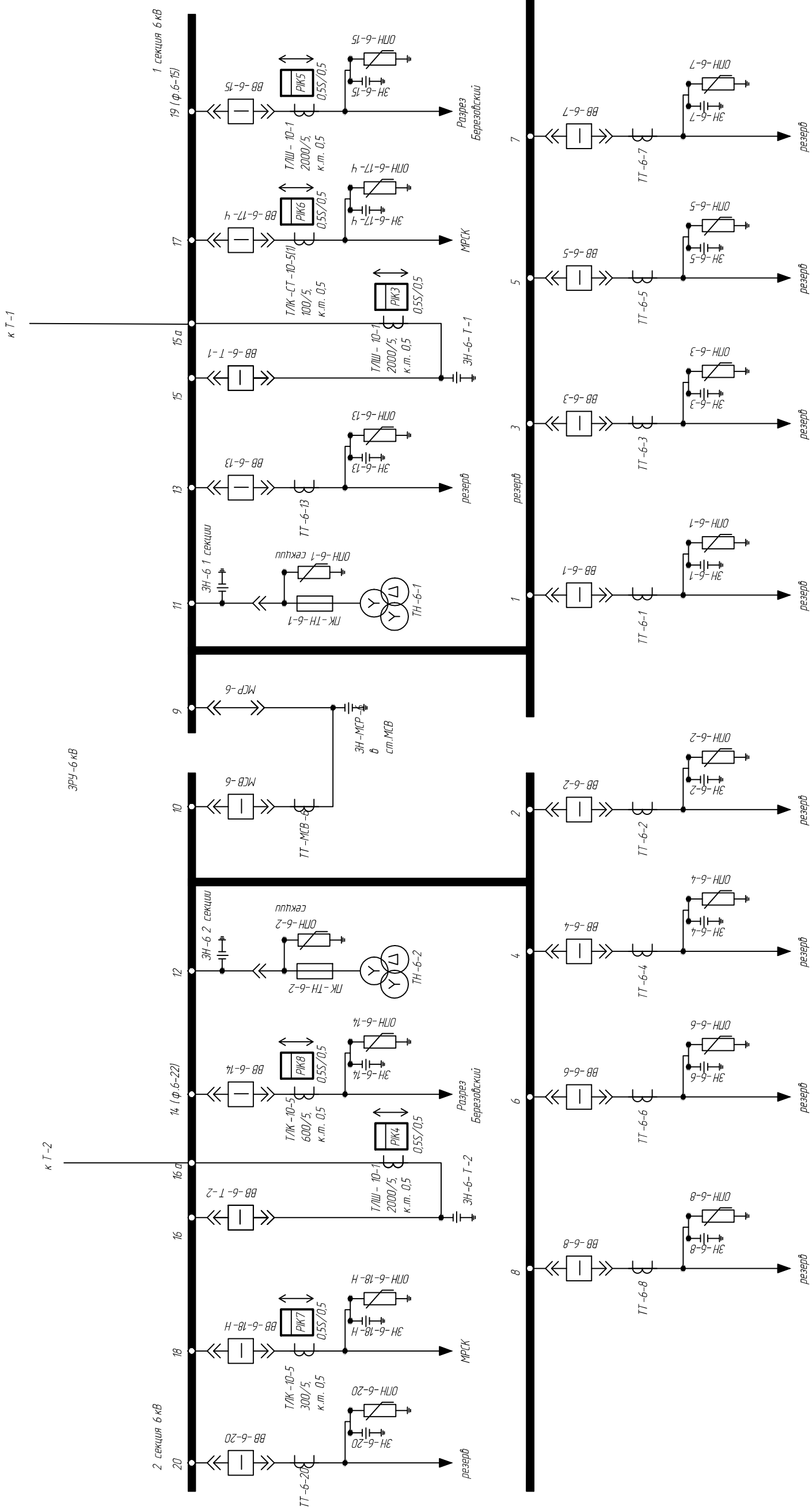
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК1- РК10	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	8	
2	РК9, РК10	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
3	XR1-XR10	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	10	
4	SV1, SV2	ГЗКС-1/д - модуль грозозащиты RS-485	2	

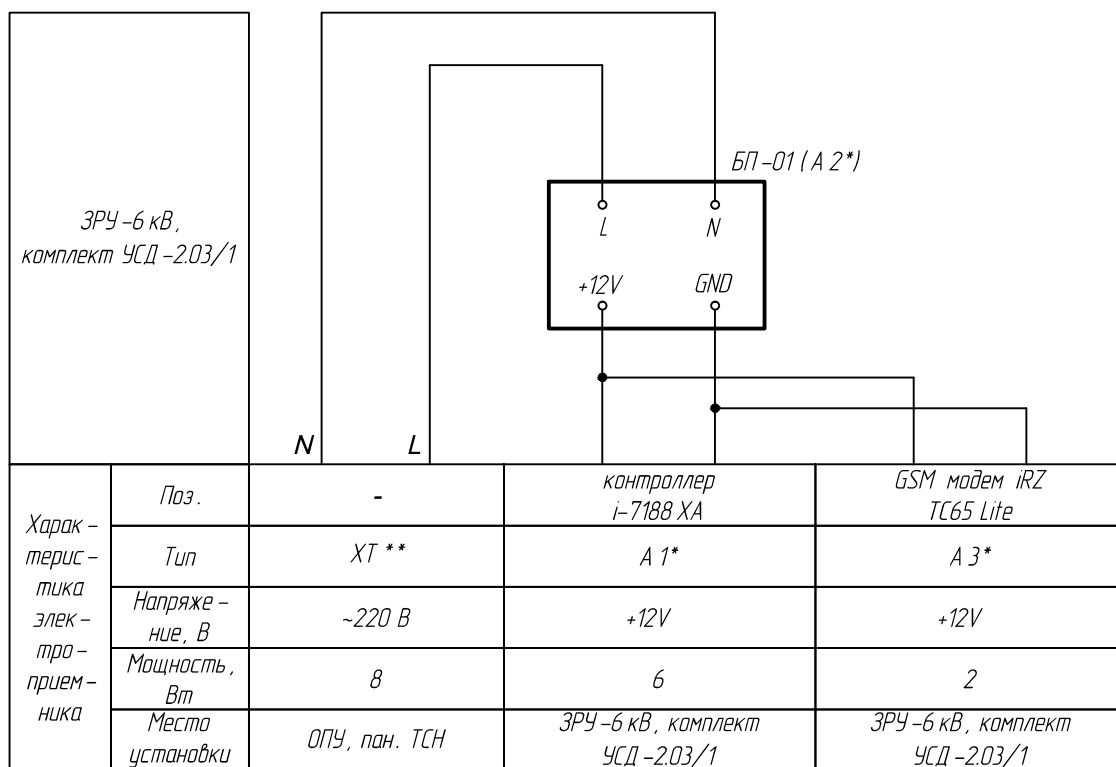


1. Уточненной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * - сервер урбоя ИВК в данном проекте не предусматривается.

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.РД.С1									
АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"									
ПС 35/6кВ №39 "Березовская"				Стадия	Лист	Листов			
				Р		1			
Схема структурная				ООО "Инэрготех"					
				2020					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Логашева		2020					
Провер.		Козлов		2020					
Утв.		Савченко		2020					

ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"





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

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.СБ.02

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

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

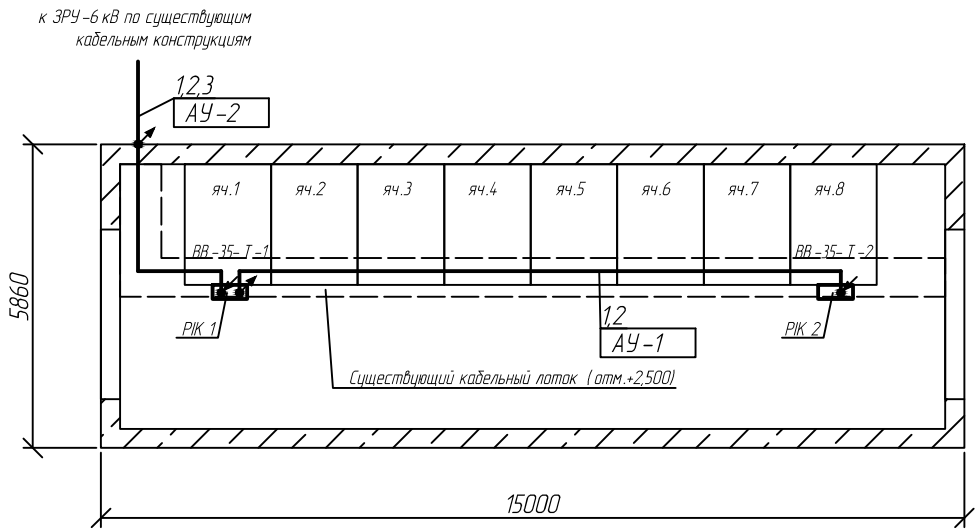
ПС 35/6кВ №39 "Березовская"

Схема электрическая принципиальная распределительной сети

Стадия	Лист	Листов
Р		1

ООО "Инэnergотех"

ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"
ЗРУ-35 кВ
(отм. 0,000)



- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
- Прокладку кабелей выполнить по существующим кабельным конструкциям, исходя из удобства монтажа.
- Прокладка кабеля АУ-2 условно не показана. Монтаж произвести по существующим железобетонным кабельным лоткам.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С 7

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

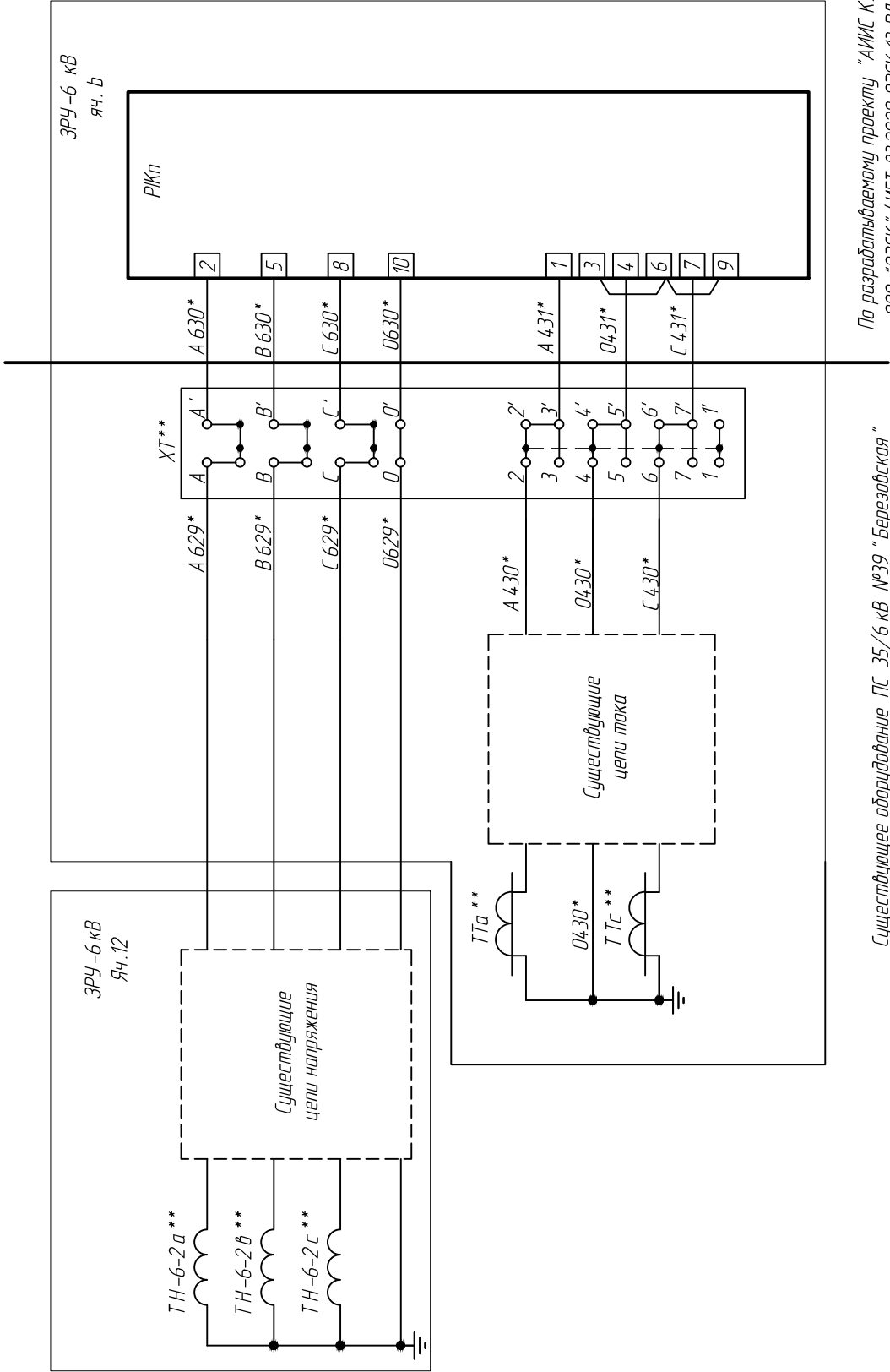
ПС 35/6кВ №39 "Березовская"

План расположения оборудования и
проводок

Стадия	Лист	Листов
Р	1	2

ООО "Инэнерготех"

Присоединение ф. N



По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.0ЭСК.13.РД)

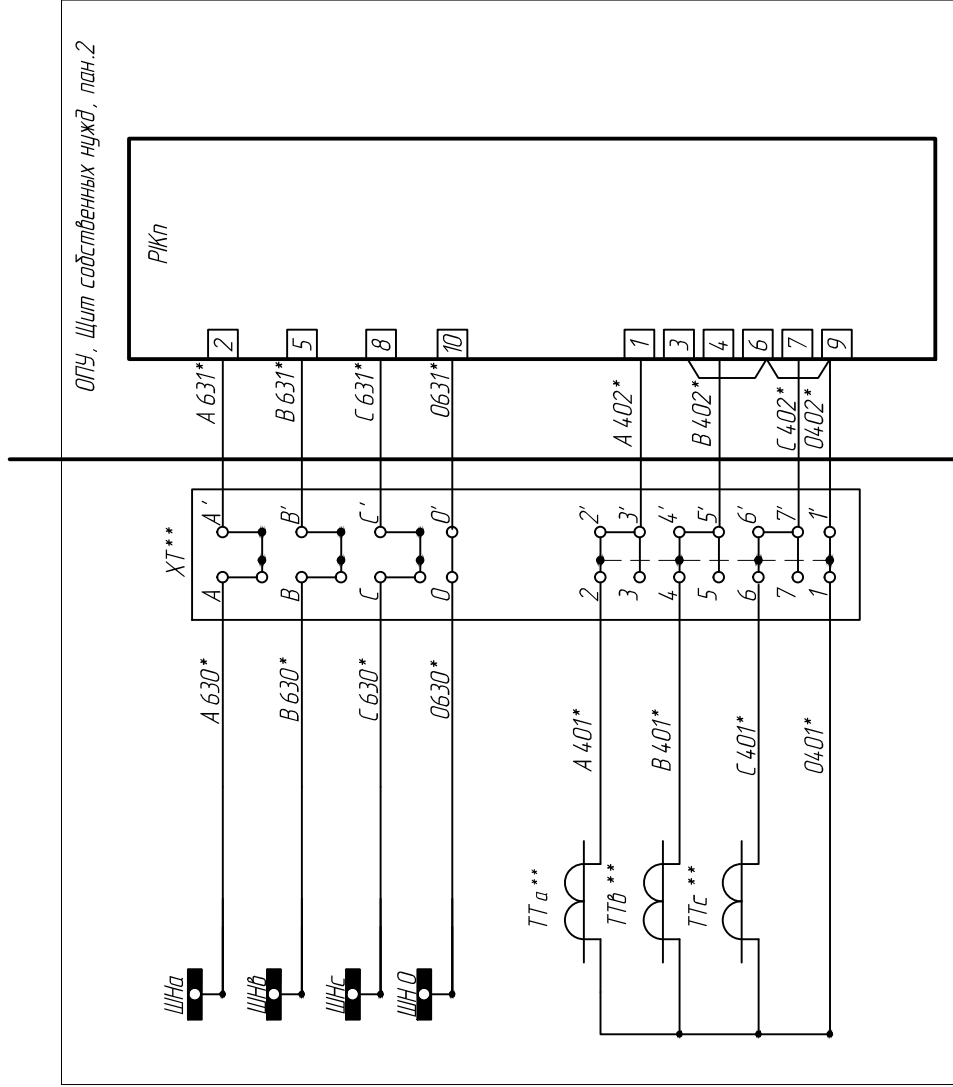
Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"

Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	ОРУ-6 кВ,яч. b	Р/К п
ф. 18	18	7
ф. 22	22	8

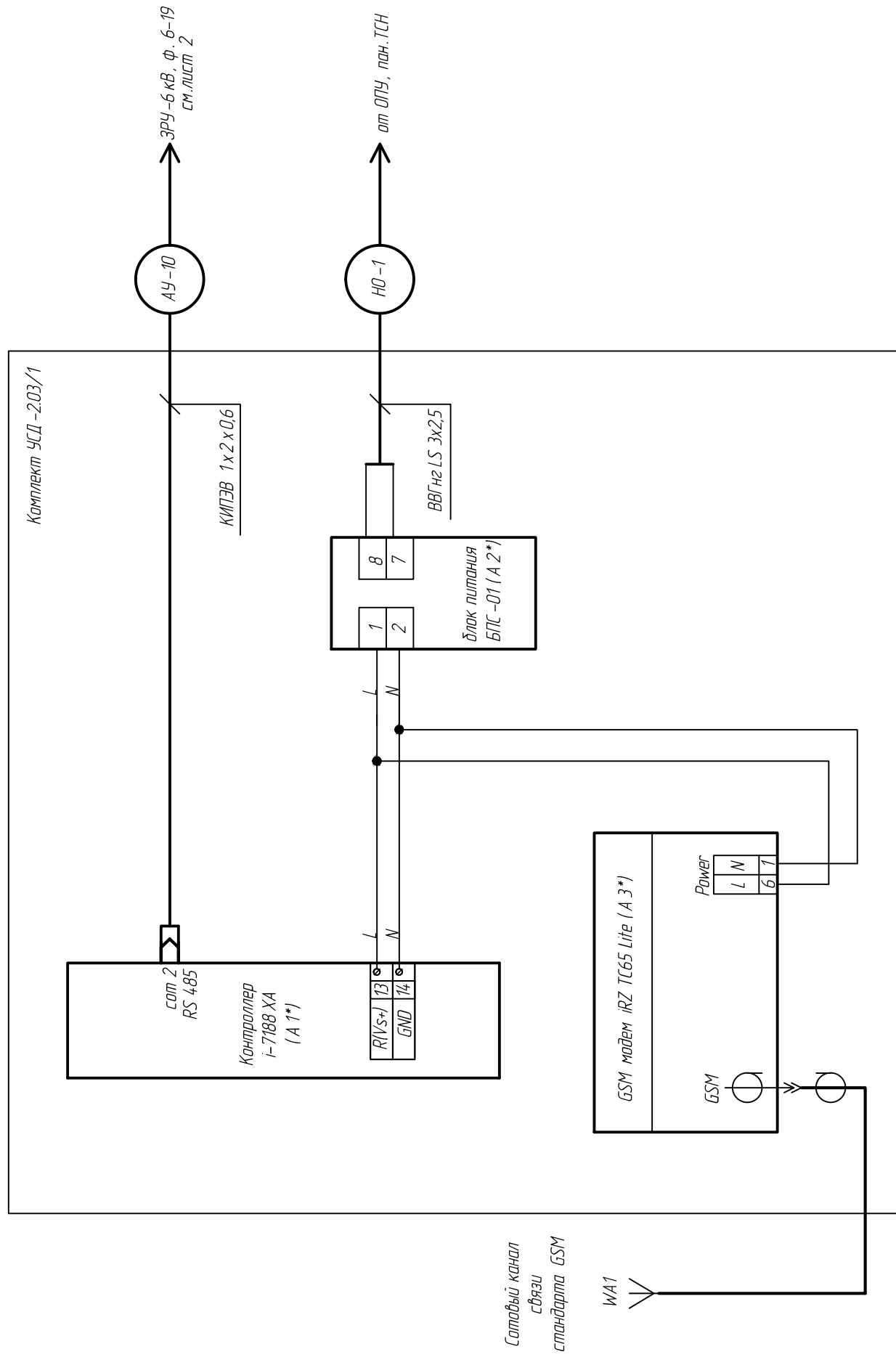
1. Упомянутой линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее оборудование.
4. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения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

Присоединение ф. N



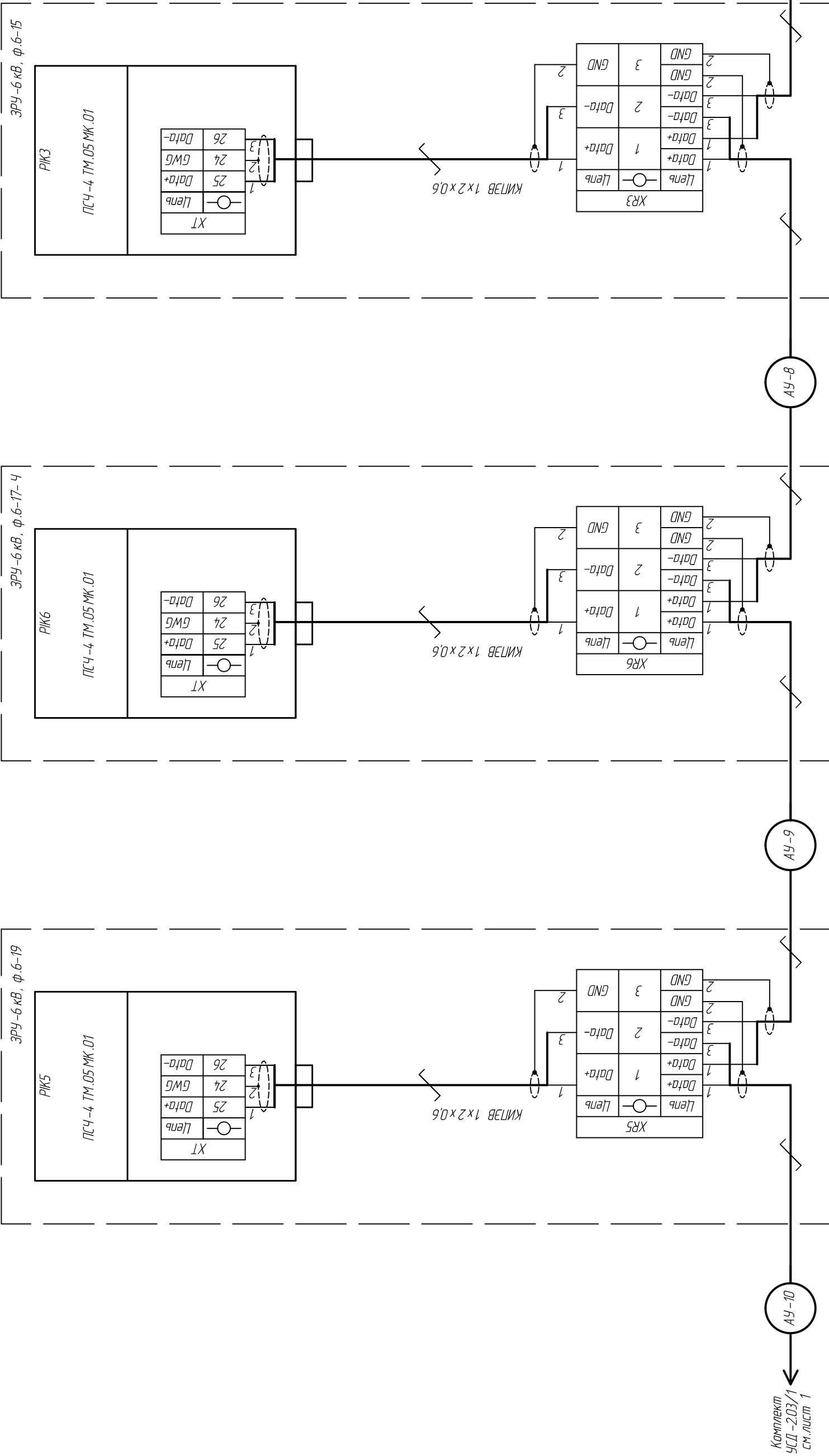
Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №39 "Березовская"

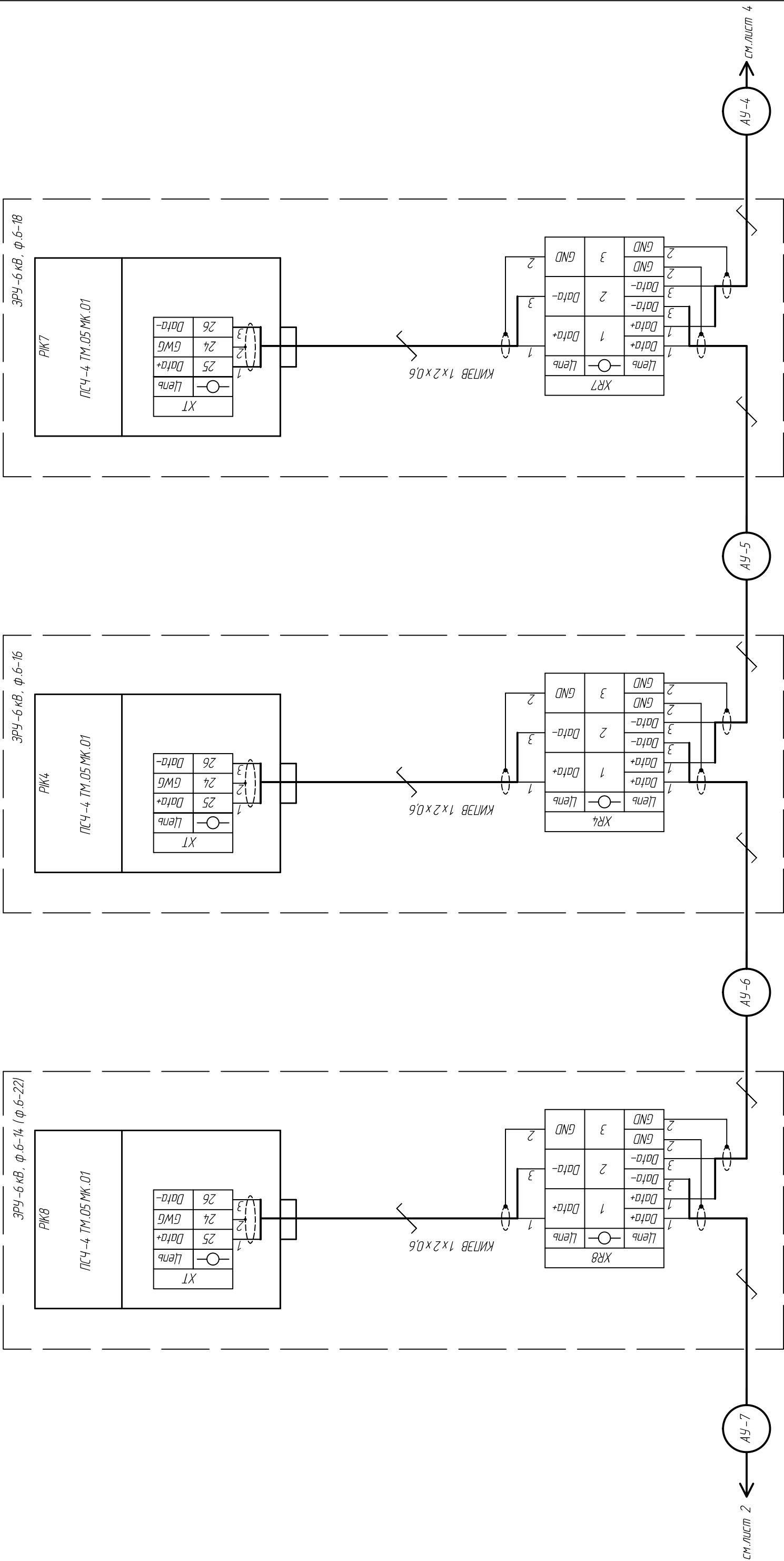
По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.0ЭСК.13.РД.)



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. * – обозначение прибора по паспорту.

									ИЭТ.83.2020.ОЭСК.13.РД.С5.02				
									АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"				
Изм.	Коп. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №39 "Березовская"				Стадия	Лист	Листов	
						Разраб.				Р	1	5	
						Провер.							
Утв.	Савченко				2020	Схема подключения информационных целей				ООО "Инженергетех"			

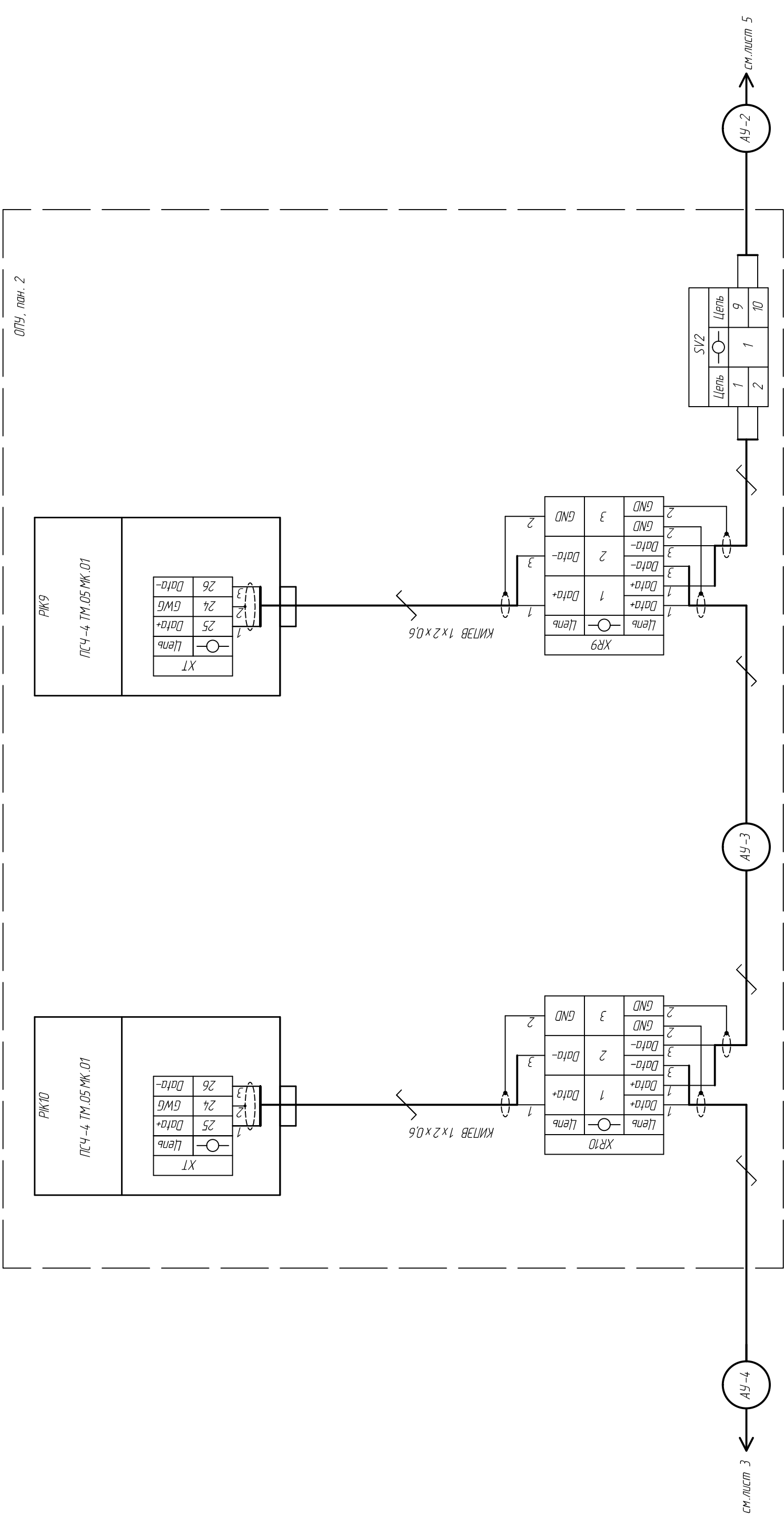


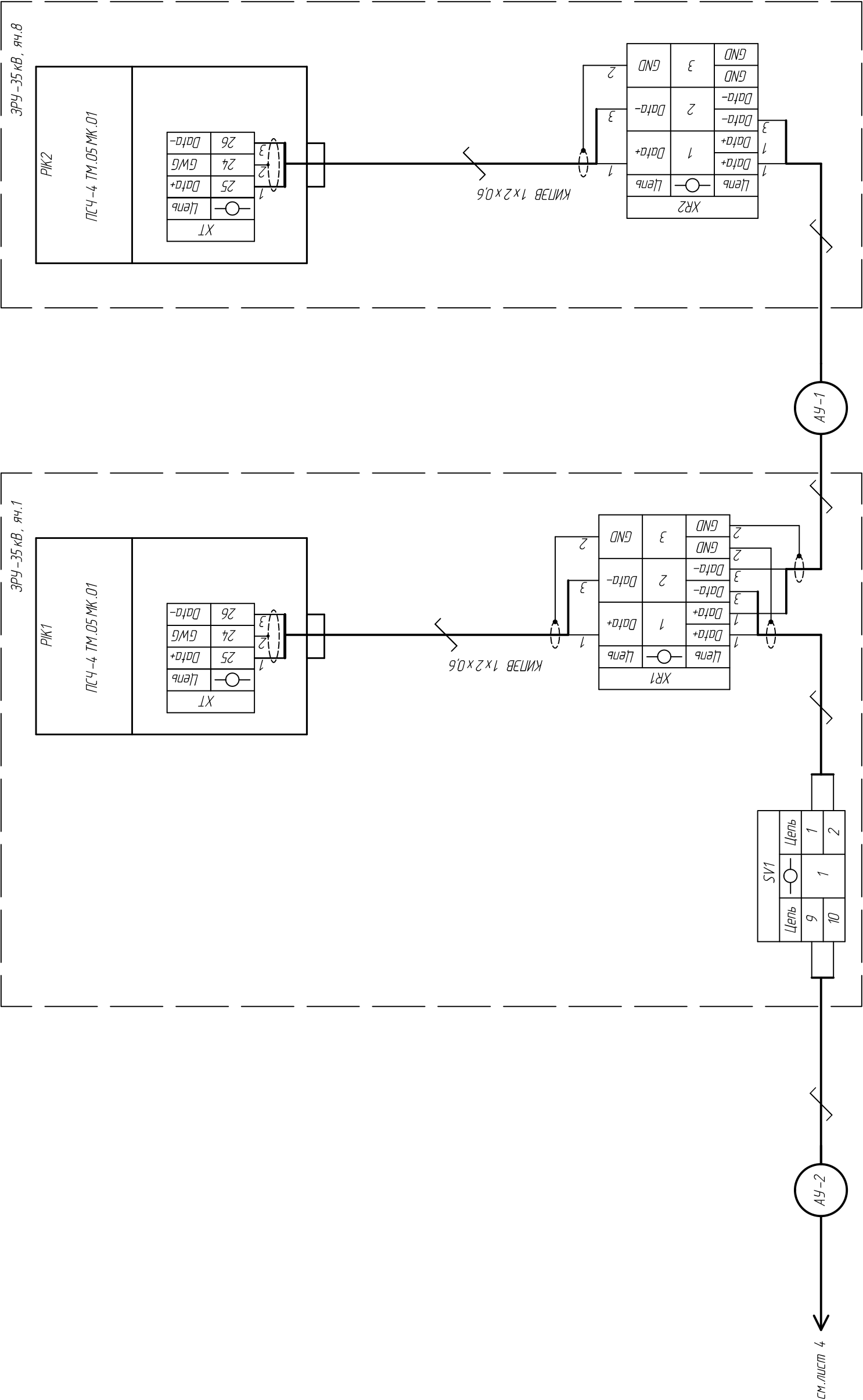


Изм.	Кол. уи.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
3					

ИЗТ.83.2020.03СК.13.РД.С502

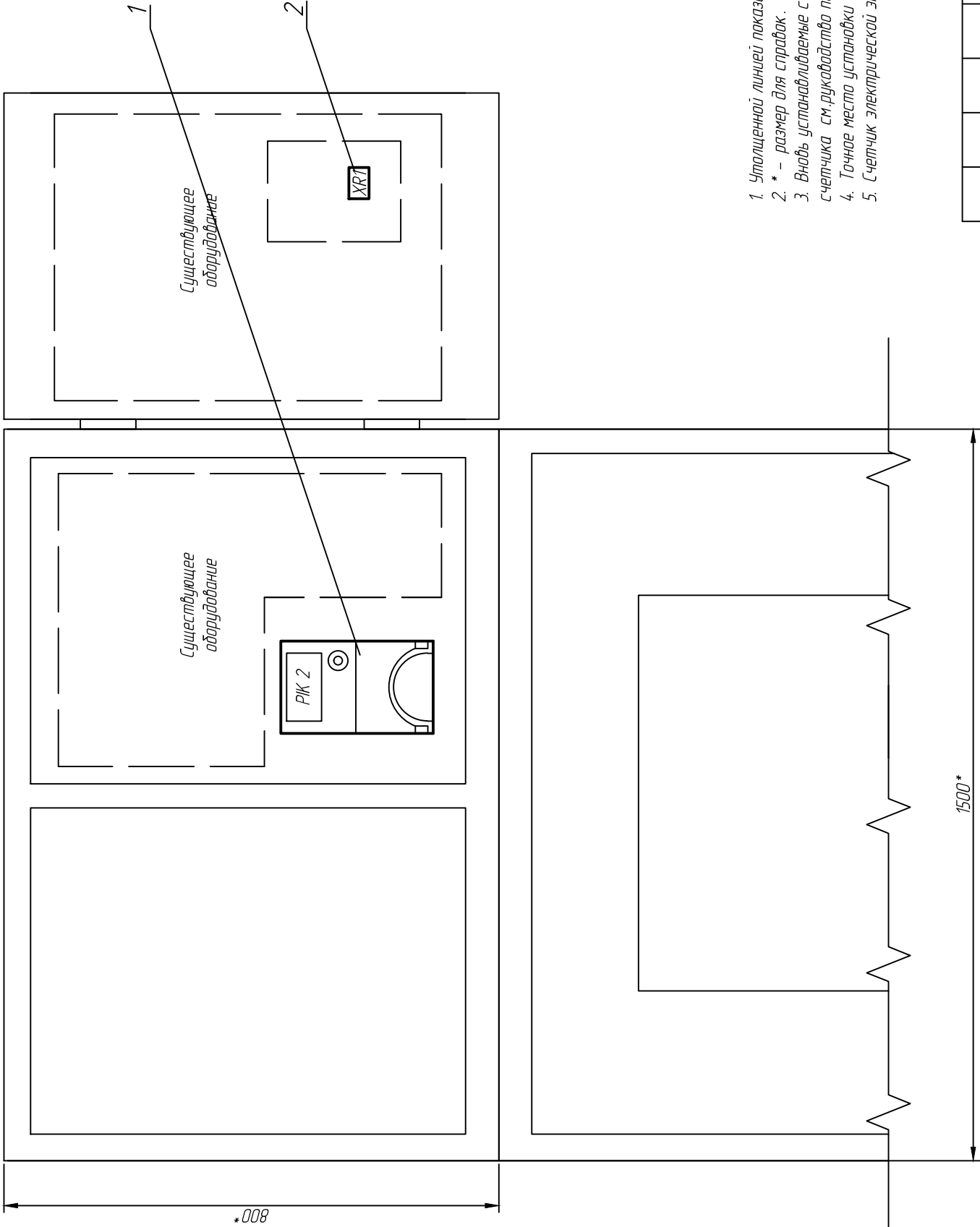
Формат А3





Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РЖ 2	Счетчик электроэнергии ПСЧ -4 ТМ.05 МК.01	1	
2	ХР 2	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 х 16	7	

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ -35 кВ, яч.8

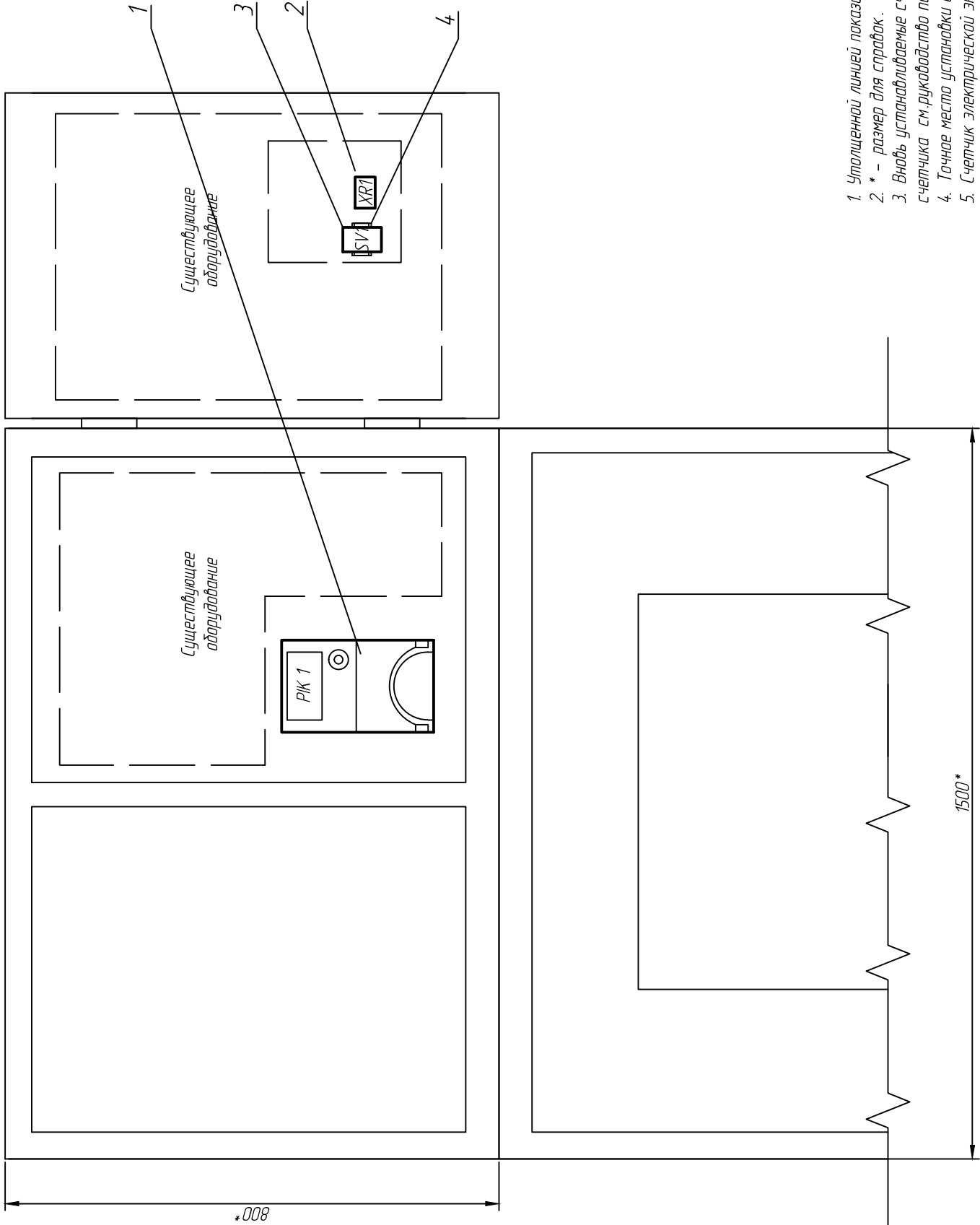


- 1. Упомянутой линией показано внарь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- 2 * - размер для справок.
- 3. Внарь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- 4. Точное место установки определить при монтаже.
- 5. Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз.3.

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.13.РД.СА									
АИИС КУЭ 000 "ОЭСК "									
Изм.		Кол.уч.	Лист	№ дж.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №39 "Березовская"		
Разраб.		Льгашева				2020	Р		
Провер.		Козлов				2020			
							1		
							3		
							000 "Инэnergотех "		
Утв.		Савченко				2020	Чертеж установки технических средств		

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 1	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR 1	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3	SV1	ГЗКС-1/В – модуль грозозащиты RS-485	1	
4		Монтажная DIN – рейка, L=100 мм	1	
5		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	10	

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ЗРУ –35 кВ, яч.1



- Упомянутой линией показано впасть устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Впасть устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии, разветвитель интерфейса и монтажную DIN- рейку установить при помощи саморезов поз.5.
- Модуль грозозащиты установить на монтажную DIN- рейку.

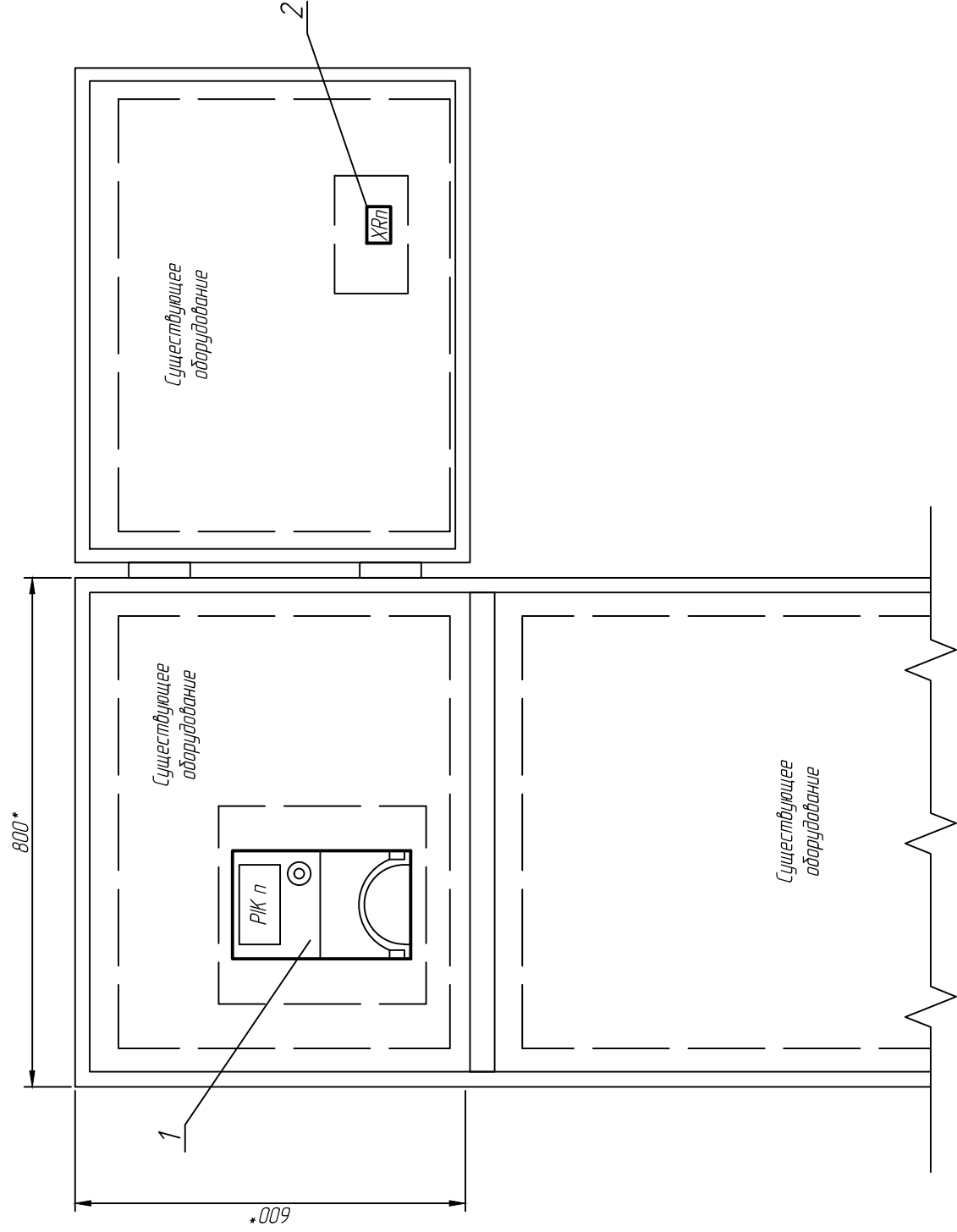
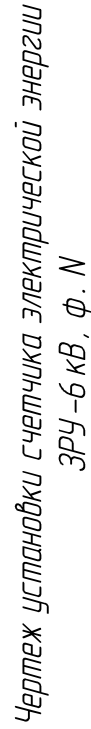


Таблица применения

Место установки	ЗРУ -6 кВ						
Наименование присоединения, ф. N	РК п	3	4	5	6	7	8
ф. Т -1							
ф. Т -2							
ф. 15							
ф. 17							
ф. 18							
ф. 22							

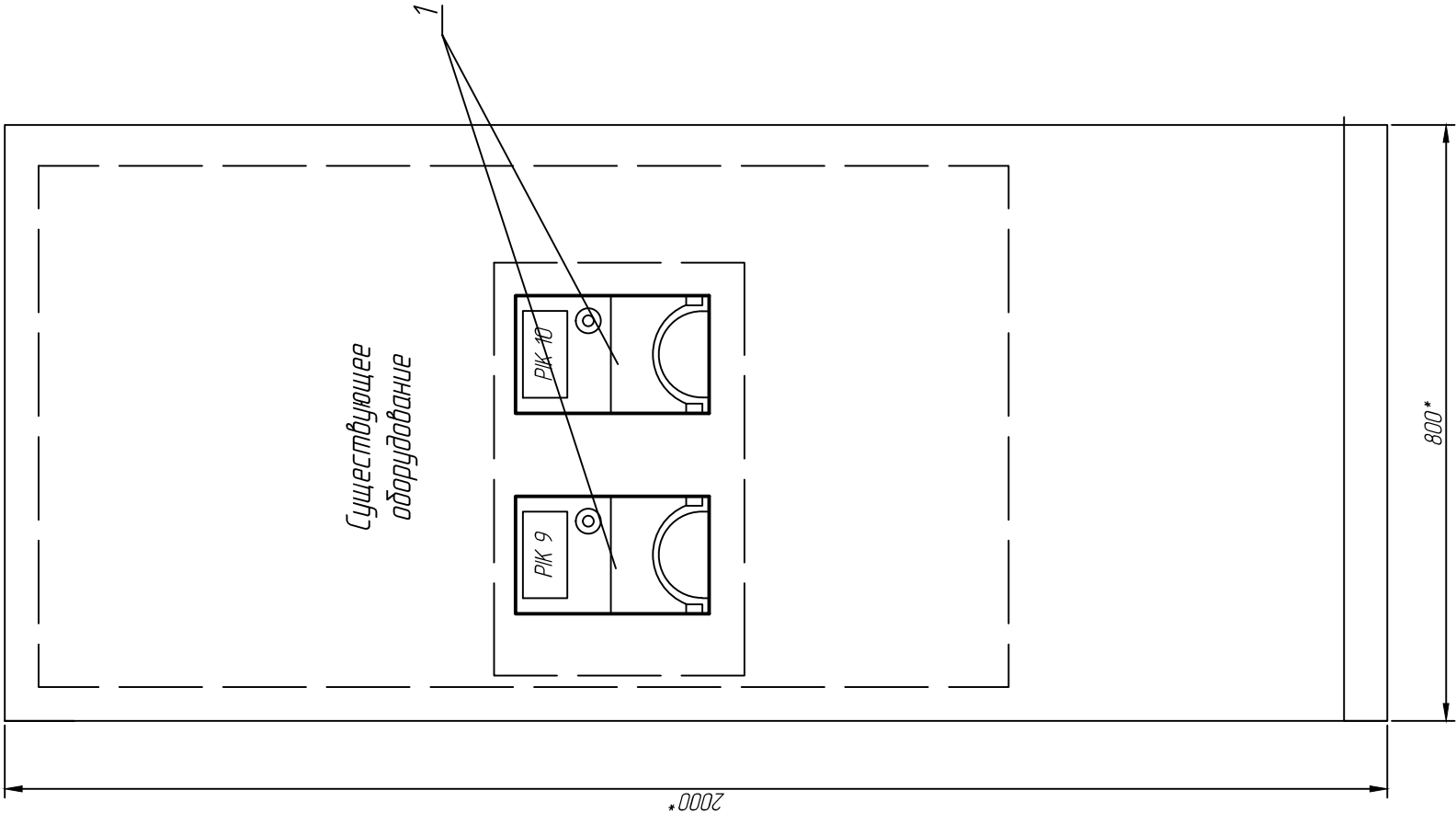
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК п	Счетчик электроэнергии РСЧ-4 ТМ.05 МК.01	1	
2	XR п	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 PR-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

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 вторичные цепи.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов поз. 3.

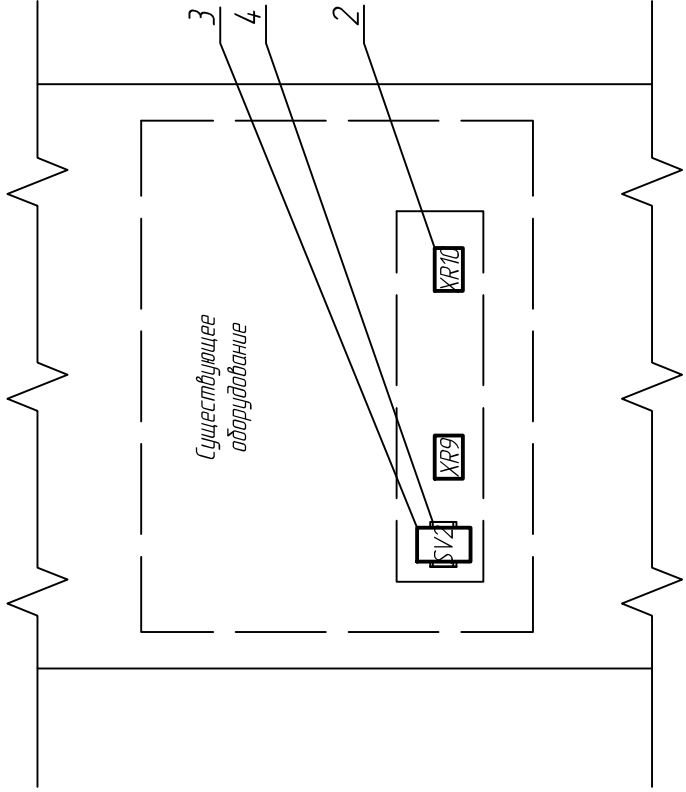
[illegible]

Чертеж установки счетчиков электрической энергии
ОПУ, Щит собственных нужд, пан.2

Вид спереди



Вид сзади



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК 9, РК 10	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	2	
2	XR 9, XR 10	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	2	
3	SV2	ГЗКС-1/д – модуль грозозащиты RS-485	1	
4		Монтажная DIN – рейка, L=100 мм	1	
5		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	20	

- Утолщенной линией показано внабь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Внабь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии, разветвитель интерфейса и монтажную DIN-рейку установить при помощи саморезов поз.5.
- Модуль грозозащиты установить на монтажную DIN-рейку.

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ “Матюшинская”

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.ТРП

2020

<i>Формат</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Кол-во листов</i>	<i>№ экз.</i>	<i>Примечание</i>
A4	ИЭТ.83.2020.03СК.12.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
A4	ИЭТ.83.2020.03СК.12.ТД	Техническая документация	49		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.03СК.12.РД	Рабочая документация	11		

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 “Матюшинская”

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.ТД

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	40-46		

Раздел 1. Пояснительная записка

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

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ «Матюшинская».

Технорабочий проект выполнен на основании:

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

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ «Матюшинская» находится в Прокопьевском районе с. Калачево и имеет распределительные устройства 35 и 6кВ.

В настоящее время подстанция присоединяется к энергосистеме двумя отпайками от В/Л-35-КМ-1 и В/Л-35-КМ-2.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6кВ мощностью 10МВА. Параллельная работа двух трансформаторов на ПС запрещена.

ЗРУ-6кВ выполнена по системе двух секций 6кВ с секционным разъединителем. В цепях присоединений ЗРУ-6кВ установлены трансформаторы тока типа ARJA1/N2 класса точности 0,5 и трансформаторы напряжения VRQ3п/S2, класса точности 0,5.

В цепях присоединениях ТСН-1 и ТСН-2 установлены трансформаторы тока типа ТТН-Ш класса точности 0,5.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии, передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии, отпускаемой в распределительные сети 6 кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;

– 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.

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

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

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

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

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

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

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.

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

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

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

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

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

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

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 канторское 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 электро-станций», 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

<i>Должность</i>	<i>Количество специалистов</i>
<i>Системный администратор</i>	<i>1</i>
<i>Инженер по обслуживанию оборудования</i>	<i>1</i>
<i>Техник-электромеханик</i>	<i>2</i>

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 КУЭ входят:

– измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);

- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КУЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

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

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

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

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

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

Установка счетчиков электроэнергии.

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

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

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

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

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

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

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

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

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

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип Существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС 35/6 кВ Матюшинская, яч. 15 Ввод-6-Т-1	ПСЧ-4ТМ.05М К.01	0,5S/0,5	ОПУ шкаф АИИСКУЭ	3хАРJA1/N2	2500/5	VRQ3n/S2	6000/100
2	ПС 35/6 кВ Матюшинская, яч. 6 Ввод-6-Т-2	ПСЧ-4ТМ.05М К.01	0,5S/0,5	ОПУ шкаф АИИСКУЭ	3хАРJA1/N2	2500/5	VRQ3n/S2	6000/100
3	ПС 35/6 кВ Матюшинская, щит 0,4 кВ ТСН 1	ПСЧ-4ТМ.05М К.05	0,5S/0,5	ОПУ, ЩСЧ	ТТН-Ш	200/5	-	-
4	ПС 35/6 кВ Матюшинская, щит 0,4 кВ ТСН 2	ПСЧ-4ТМ.05М К.05	0,5S/0,5	ОПУ, ЩСЧ	ТТН-Ш	200/5	-	-

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:

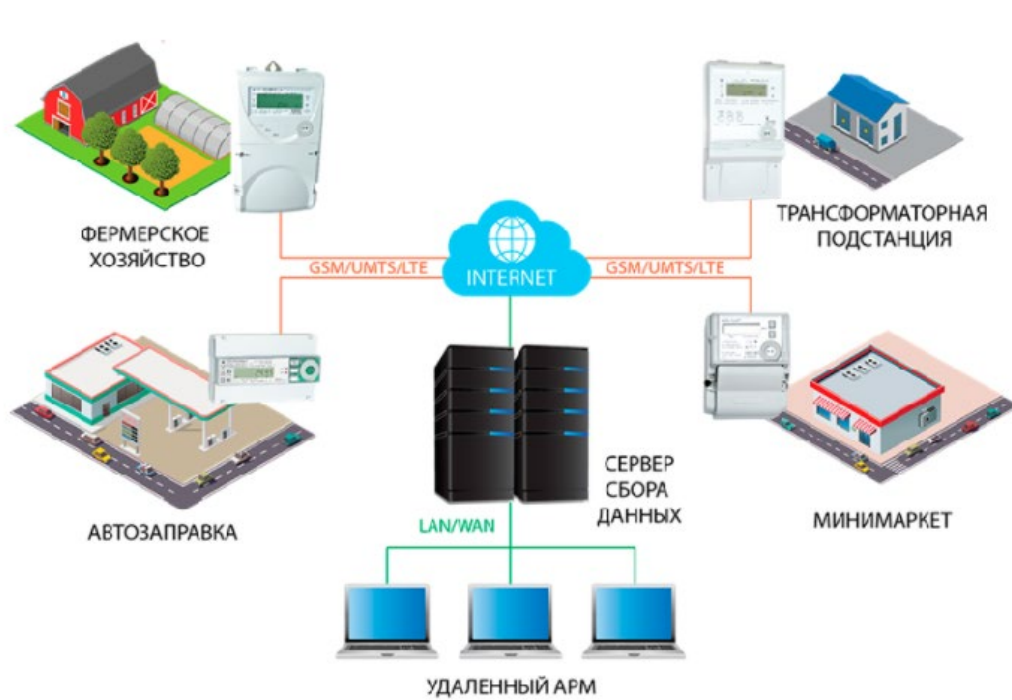
- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;*
- автоматическую диагностику состояния средств измерений (обязательно при модернизации АИИС и новом строительстве энергообъектов);*
- контроль достоверности результатов измерений;*
- доступ ИАСУ КУ к информации.*

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 внутримашинное.

Организация информационного обеспечения в АИИС КЧЭ изображена на рисунке 4.1.

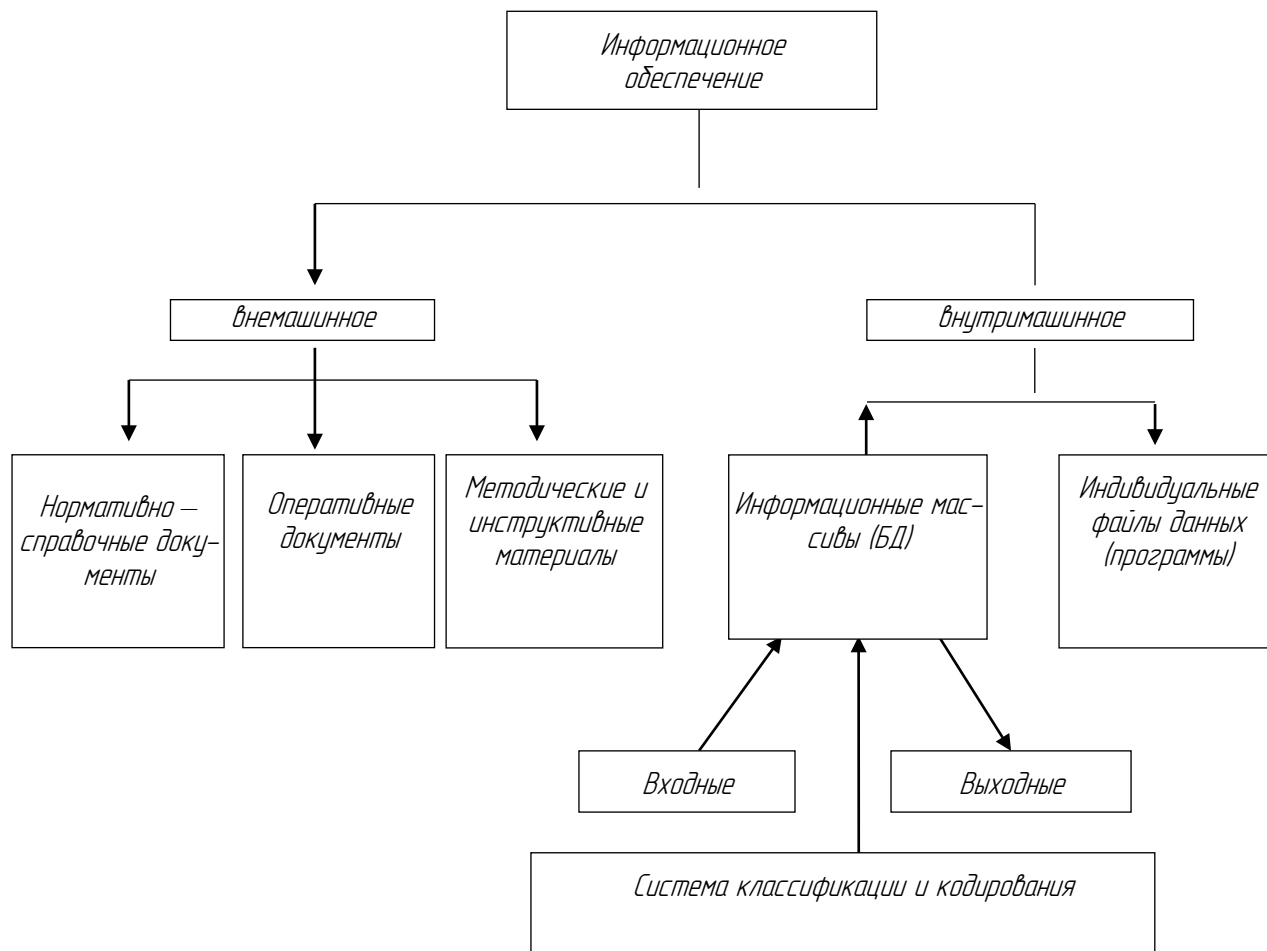


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

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.

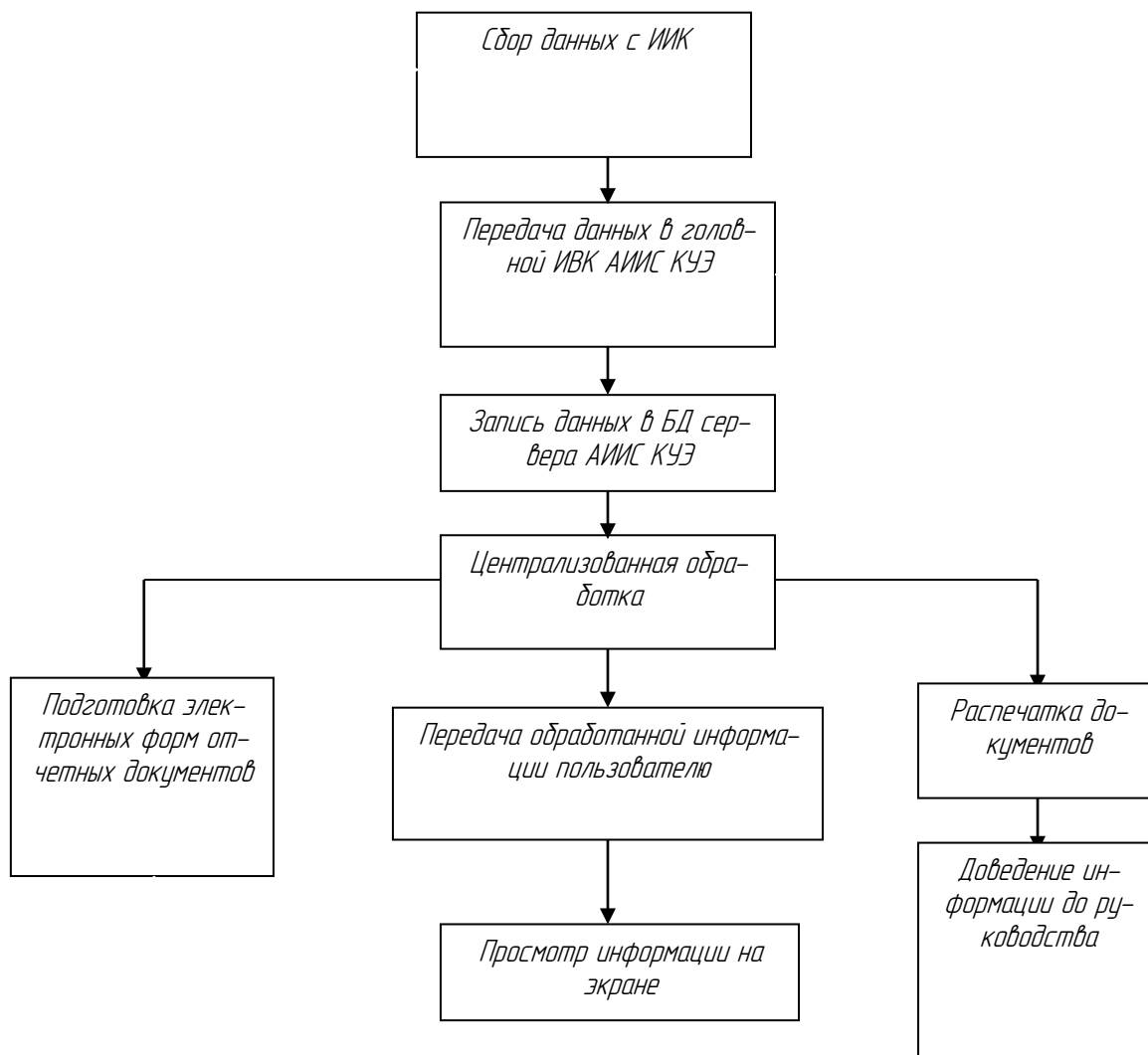


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

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 массивов 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 проверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

- 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»

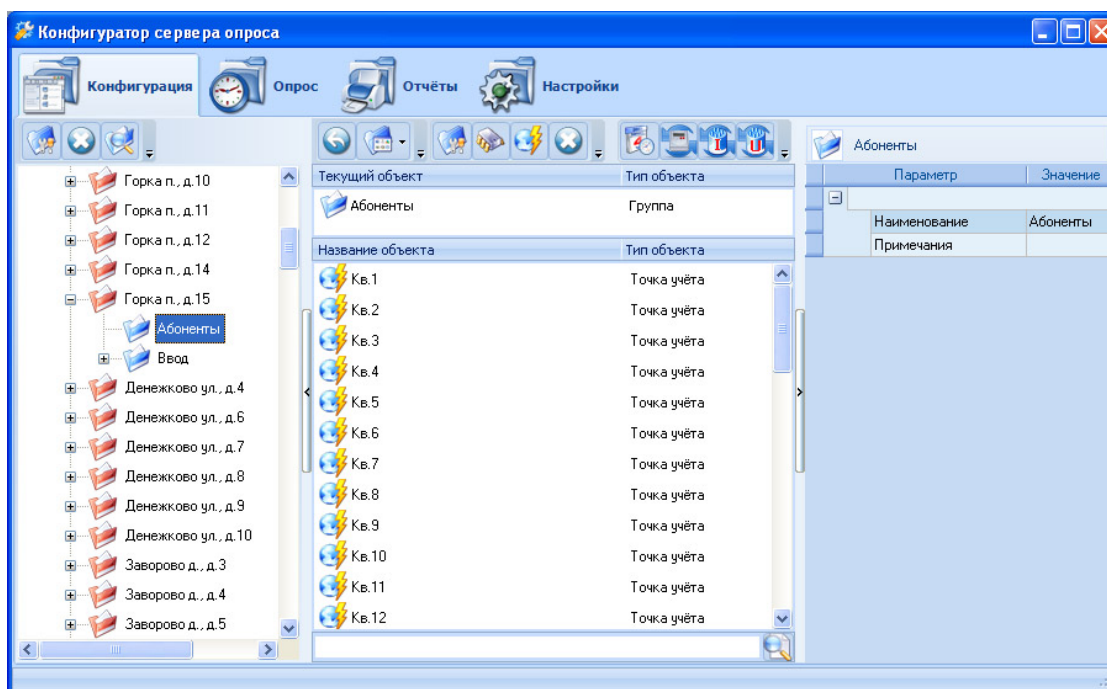
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «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.

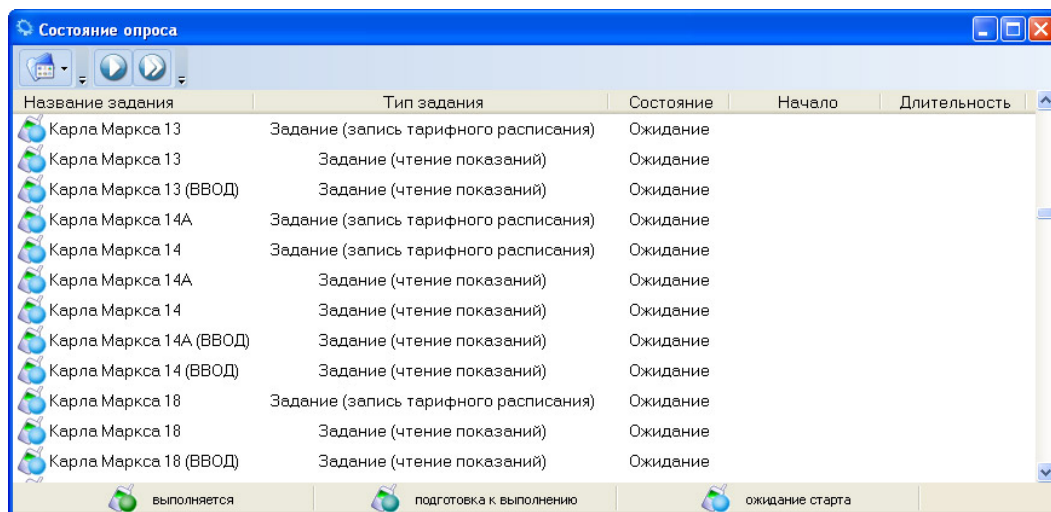
Сервер Опроса

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



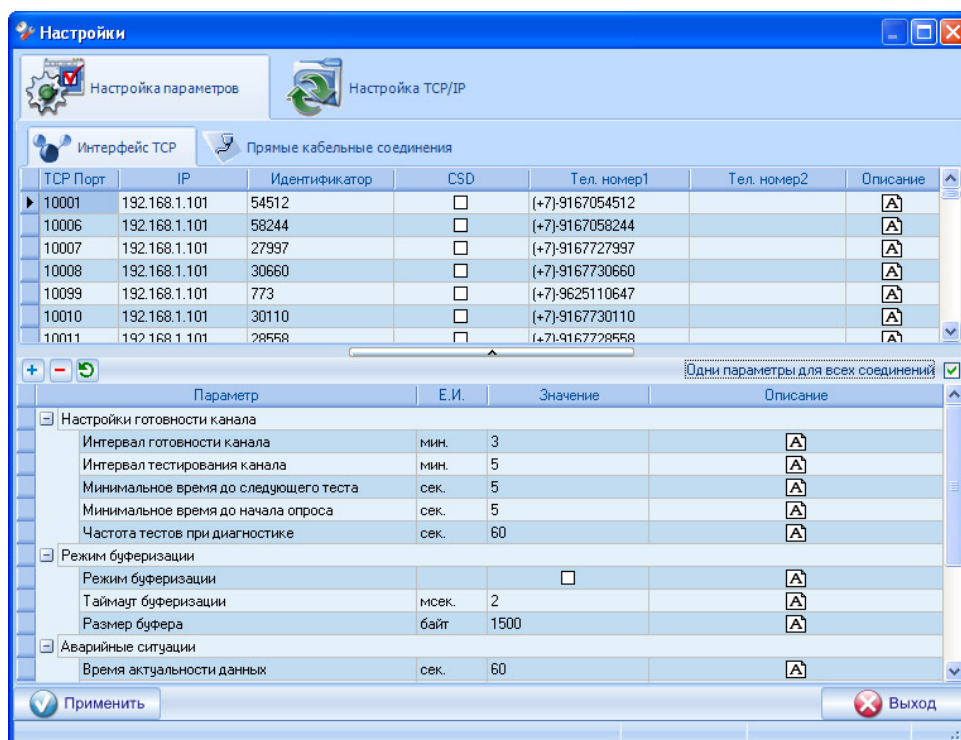
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



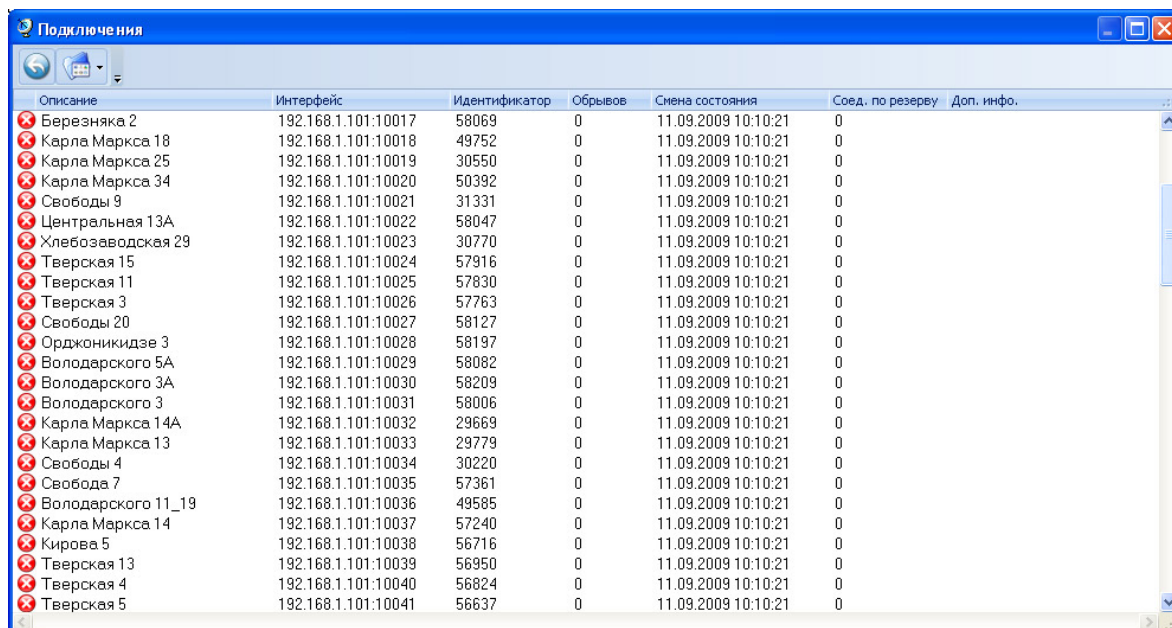
Сервер Соединений

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.



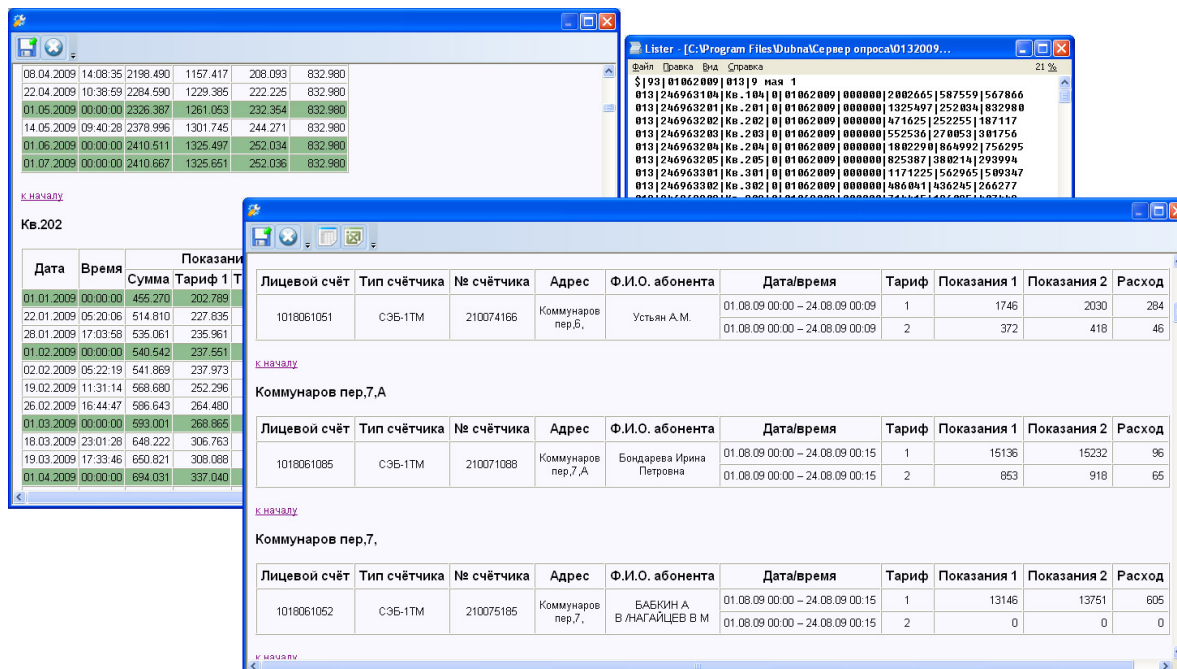
Конфигуратор Сервера Соединений

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 12.1.038–82. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0–75.

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

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

7.6 Контроль точности результатов измерений

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

Задачами контроля точности являются проверки:

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

- 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.

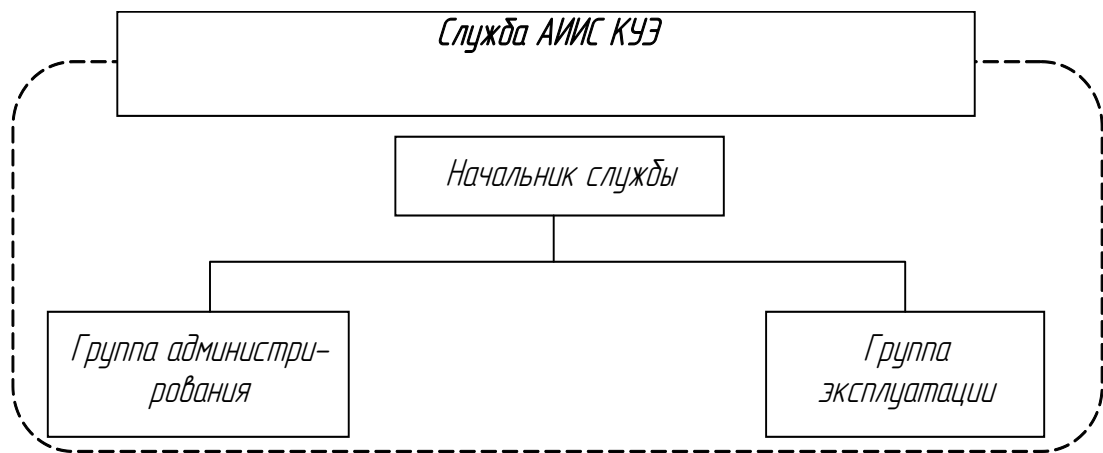


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

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 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 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 счётчиков электроэнергии:

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

среднее время восстановления – должно быть не более 7 суток.

б) для системы шкафов УСПД:

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

время восстановления – должно быть не более 2 часов.

9.5 Исходные данные надёжности элементов АИИС

В данном проекте замена измерительных ТТ и ТН не производится, поэтому при проведении оценок надёжности АИИС КУЭ будем использовать данные по надёжности элементов ИИК, а именно счётчиков электрической энергии.

9.6 Расчет показателей надёжности подсистем АИИС КУЭ

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:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 41322 \text{ ч}$$

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

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

$$K_r = 41322 / (2 + 41322) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

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

9.14 ПОН первичных средств учета и вторичных соединений

ПОН первичных средств учета и вторичных соединений предусматривает следующие мероприятия:

Установка счетчиков, имеющих среднюю наработку 165000 часов, требуется для обеспечения необходимого уровня надежности.

В счетчике используются следующие основные способы обеспечения необходимой надежности:

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

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.

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 “Матюшинская”

Том 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.СБ	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С 7	План расположения оборудования и проводок	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.С 5	Схема подключения	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

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

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.12.РД.ТП

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Матюшинская"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева			2020		Р		1
Провер.		Козлов			2020		ООО "Инэнерготех"		
Утв.		Савченко			2020				

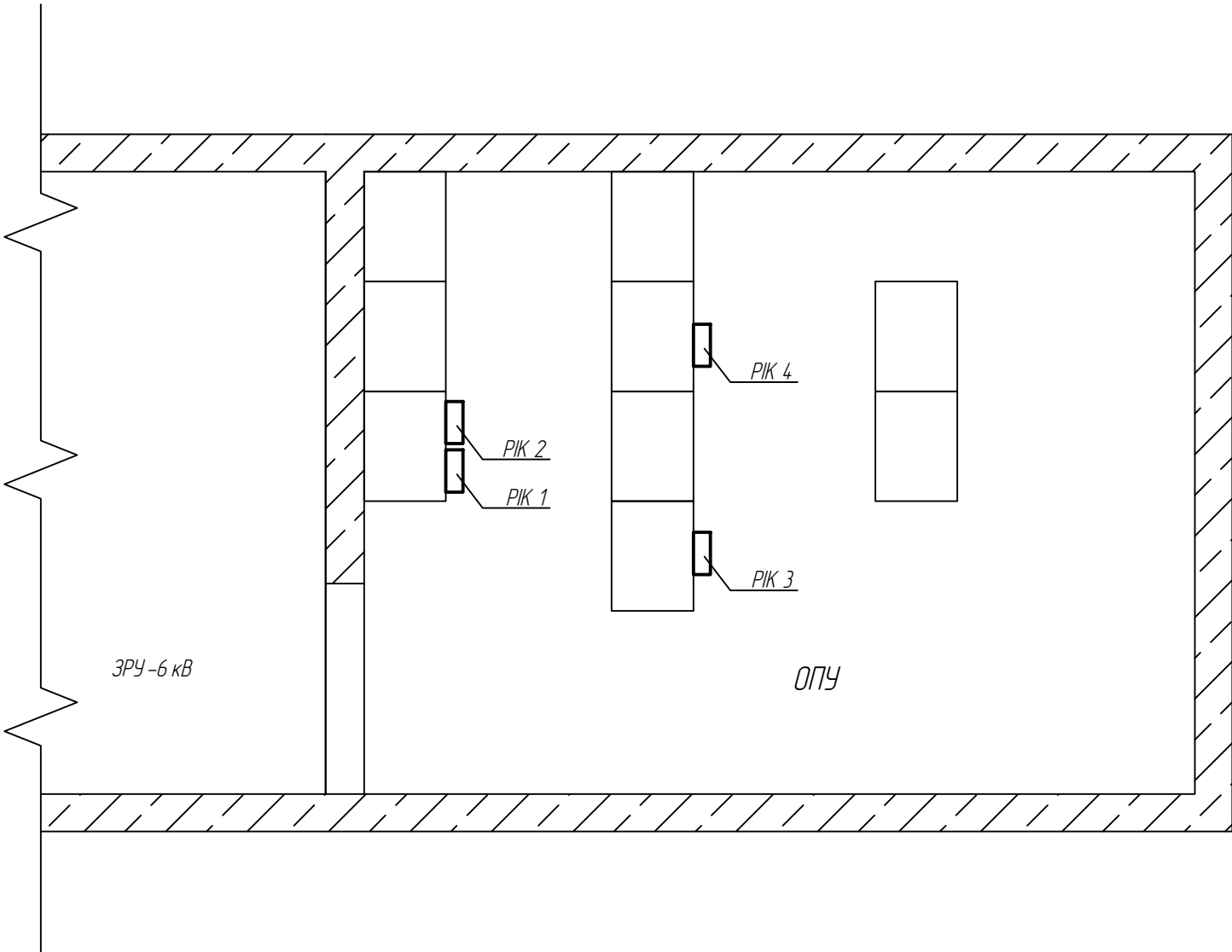
Согласовано			

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

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование.

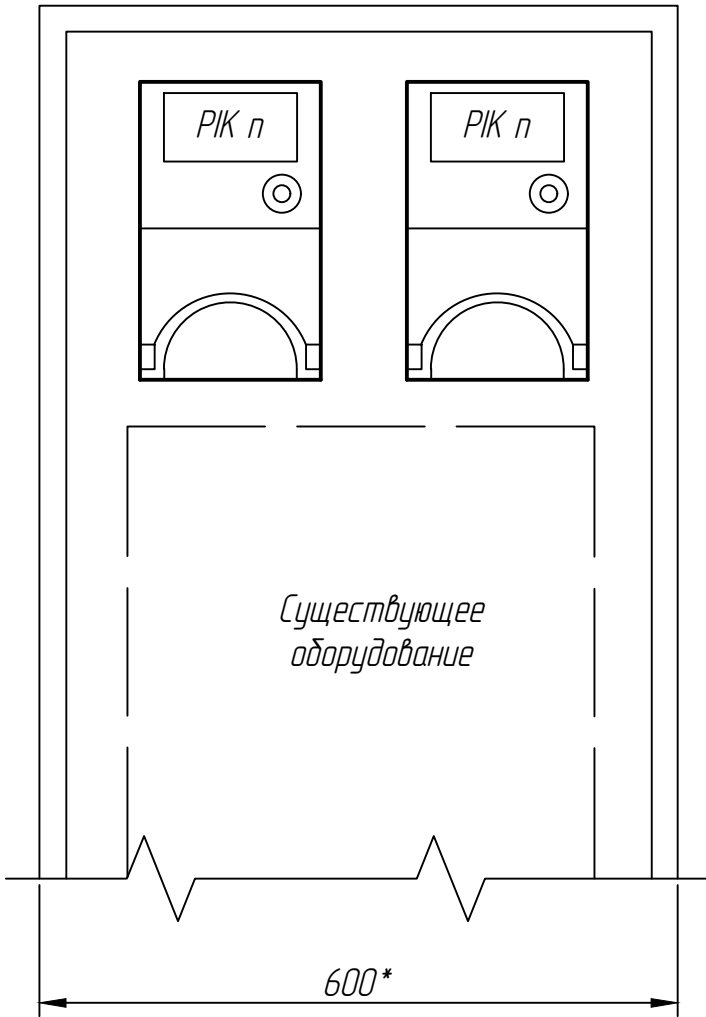
						ИЭТ.83.2020. ОЭСК.12. РД.С 7					
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Матюшинская"	Стадия	Лист	Листов		
Разраб.	Логашева				2020		Р		1		
Провер.	Козлов				2020						
						План расположения оборудования и проводов	ООО "Инэнерготех"				
Утв.	Савченко				2020						

ПС 35/6 кВ "Матюшинская"
ОПУ
(расположение ячеек)



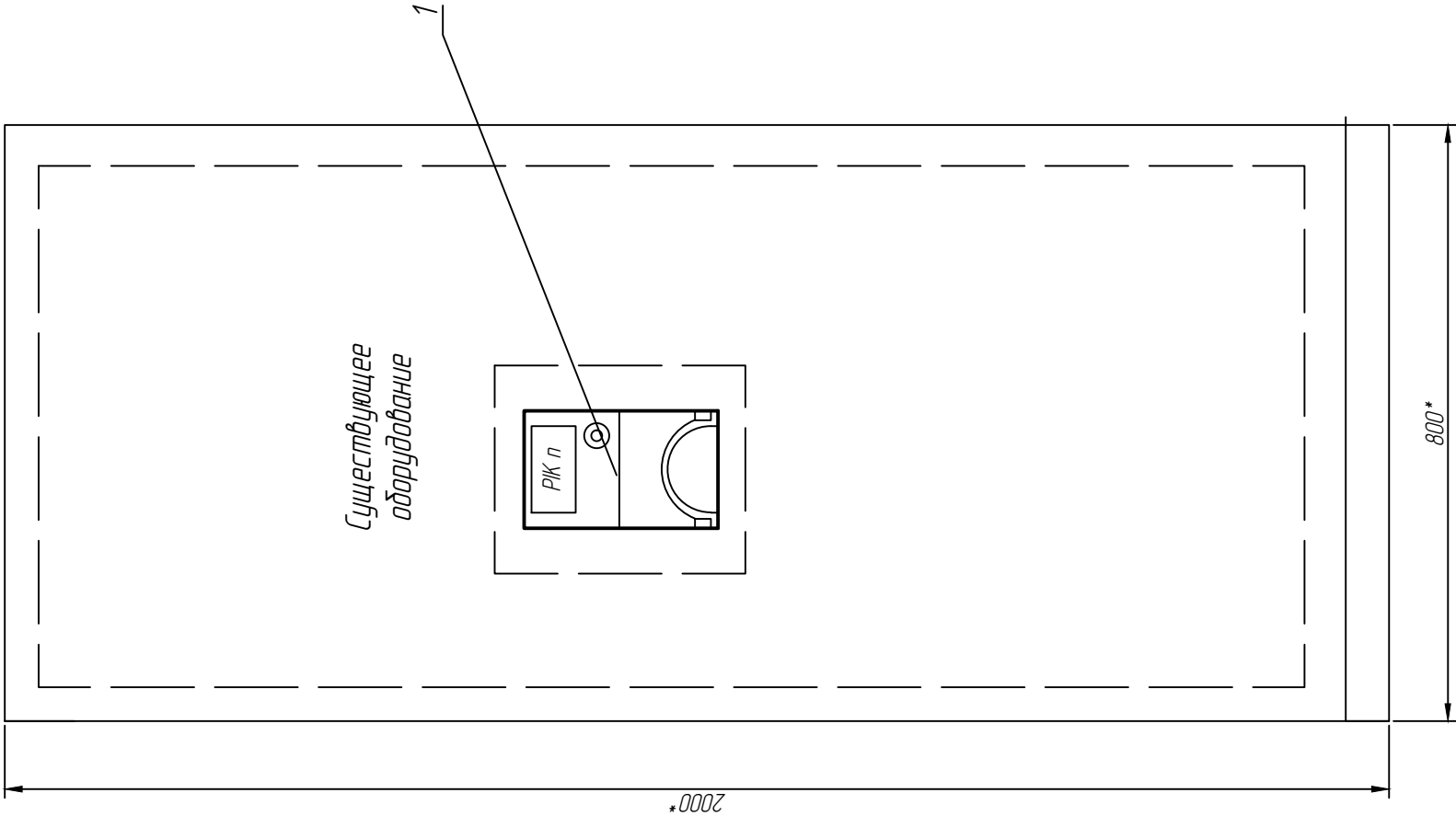
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РІК 1, РІК 2	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	2	
2		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	6	

Чертеж установки счетчика электрической энергии
ОПУ, шкаф АИИСКУЭ



1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих.
Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.

Взам. инв. №		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.								
Подпись и дата								ИЭТ.83.2020. ОЭСК.12. РД.СА		
								АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"		
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ "Матюшинская"		
		Разраб.	Логашева		2020					
Инв. № подл.		Провер.	Козлов		2020	Чертеж установки технических средств				
									ООО "Инэнерготех"	
		Утв.	Савченко		2020					



Чертеж установки счетчиков
электрической энергии
ОПУ, ЩСН

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

Таблица применения

Наименование присоединения	РЖ п
ТСН-1	3
ТСН-2	4

1. Утолщенной линией показано внарь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Внарь устанавливаемые счетчики электрической энергии устанавливать и подключать взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.2.
6. Перечень оборудования приведен для установки одного прибора учета.

[illegible]

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменская"

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.ТРП

2020

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ВД	Ведомость технорабочего проекта	1		
A4	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД	Техническая документация	49		
A4, A3	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.РД	Рабочая документация	14		

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

А.В.Савченко

						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ВД			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №13 «ш.Краснокаменская» Ведомость технорабочего проекта	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Логашева					ТП		1
Пров.		Козлов					ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.									
Утв.		Савченко							604

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменская"

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

Взам. инв. №	Подп. и дата									
Инв. № подл.							ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД			
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
	Разраб.	Логашева					АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменская" Ведомость ТД	Стадия	Лист	Листов
	Пров.	Козлов						ТП	2	46
								ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.										
Утв.	Савченко									

Раздел 1. Пояснительная записка

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

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 35/6кВ №13 «ш.Краснокаменская».

Технорабочий проект выполнен на основании:

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

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 35/6кВ №13 «ш.Краснокаменская» находится в г.Киселевске и имеет распределительные устройства 35 и 6кВ.

В настоящее время подстанция присоединяется к энергосистеме двумя отпайками от В/1-35-АК-1 и В/1-35-АК-2.

На подстанции установлены два силовых трансформатора 35/6кВ мощностью 16МВА. Параллельная работа двух трансформаторов на ПС запрещена.

ЗРУ-6кВ выполнена по системе двух секций 6кВ с секционным разъединителем.

ПС 35/6кВ №13 «ш.Краснокаменская» установлена существующая система АИИС КУЭ.

Вновь устанавливаемая система АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» на ПС 35/6кВ №13 «ш.Краснокаменская» устанавливается в параллельную работу.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 35 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 6кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КУЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								ИЗТ.83.2020.ОЭСК.10.ТД	Лист 3 697
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;
- выполнения коммерческих расчетов по покупке и реализации электроэнергии; контроля за соблюдением лимитов поставки (потребления) энергии и мощности в соответствии с контрактными обязательствами сторон;
- оценки, локализация, поиск потерь электроэнергии;
- формирования всех видов отчетности, в том числе статистических отчетов для всех уровней управления.

Основные функции АИИС КУЭ:

- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - получасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСПД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСПД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.
- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

14 Описание процесса деятельности

Коммерческий и технический учет электроэнергии на электроустановках ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменская" представляет собой автоматизированную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД), оборудования ИВК и средств связи.

Счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) автоматически выполняют измерения и вычисления потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения мощности установлен равным 30 минутам. Счетчики автоматически записывают в память результаты измерений приращений активной и реактивной потребленной электроэнергии. Глубина хранения измерительной информации в счетчиках

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 4 698
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД			

составляет не менее 113,7 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

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

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

16 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

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

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

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадии разработки.

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

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

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

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

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

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

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

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нармаконтрль.</p> <p>ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.</p> <p>ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.</p> <p>ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.</p> <p>ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.</p> <p>ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.</p>					
		Инв. № подл.					
					5		
Изм.	Кол.уч.		Лист	№ док.	Подп.	Дата	699

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

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

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

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

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

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

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

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД						Лист
									6
									700
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

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

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

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

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

СанПиН 2.2.2.1332-03 Санитарные правила и нормы.

ПР 50.1019 Правила по стандартизации. Основные положения Единой системы классификации и кодирования технико-экономической и социальной информации и унифицированных систем документации РФ.

НПБ 105-2003 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.

«Нормативы численности персонала подразделений автоматизированных систем управления электростанций», г. Москва, Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», 1999 г.

1.7 Расчетная численность, профессионально-классификационный состав работников

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

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

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

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

Для обслуживания АИИС КУЭ требуется персонал согласно таблице 3.1.

Таблица 3.1 –Перечень категорий работников и число штатных единиц

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

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

Инженер по обслуживанию оборудования – поддерживает работоспособность технических средств АИИС. КУЭ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.10.ТД		Лист
											7
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			701

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно–технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИВК, ИВКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно–технической документации;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									8	
									702	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД

- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.
-

1.9 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

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

Штатный режим работы:

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

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

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

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

Ремонтный режим работы

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>опроса. После изменения настроек счетчик вновь подключается к системе и автоматически опросу. Результаты измерений счетчика, поступившие в сервер опроса до изменения настроек, остаются неизменными в базе данных. Результаты измерений счетчика, поступающие после изменения настроек, вносятся в базу данных в штатном режиме в соответствии с новыми настройками.</p> <p>Ремонтный режим работы</p> <p>В случае выхода из строя компонентов технических средств АИИС КУЭ переходит в ремонтный режим работы.</p> <p>Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавшего компонента на исправный из состава запасных изделий и приборов (ЗИП), который перед установкой должен быть предварительно настроен.</p>							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		9 703

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

Поз.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип Существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ф. №8 ВВ6-Т-1	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Нет данных	Нет данных	ЗНО/106-6УЗ	6000/100
2	ф. №38 ВВ6-Т-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Нет данных	Нет данных	ЗНО/106-6УЗ	6000/100
3	Ф.6	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТП/1-10	300/5	ЗНО/106-6УЗ	6000/100
4	Ф.23Г	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	ТП/1М-10	150/5	ЗНО/106-6УЗ	6000/100
5	Ф.16	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Нет данных	Нет данных	ЗНО/106-6УЗ	6000/100
6	Ф.29	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6кВ	Нет данных	Нет данных	ЗНО/106-6УЗ	6000/100
7	ТСН-1, ТСН-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	ОПУ	Нет данных	Нет данных		

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист
							12
							706

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

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

ИБК обеспечивает:

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

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

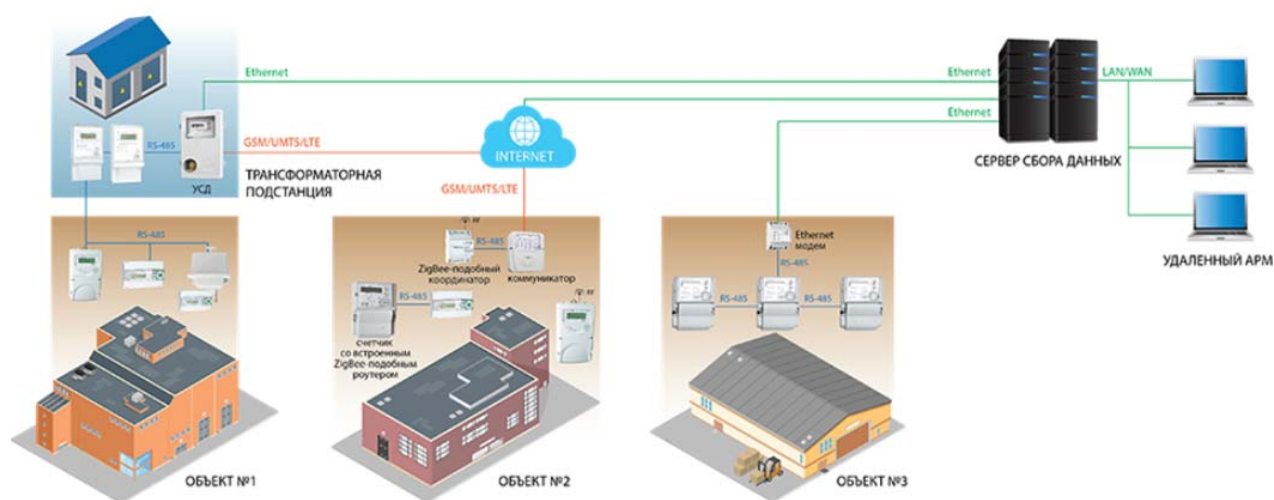
- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - полчасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).Считывание журнала событий УСД.Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.							
									ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		14 708

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



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

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист	
							16	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		710	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

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

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

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

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

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

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

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

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

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.10.ТД		Лист 17 711

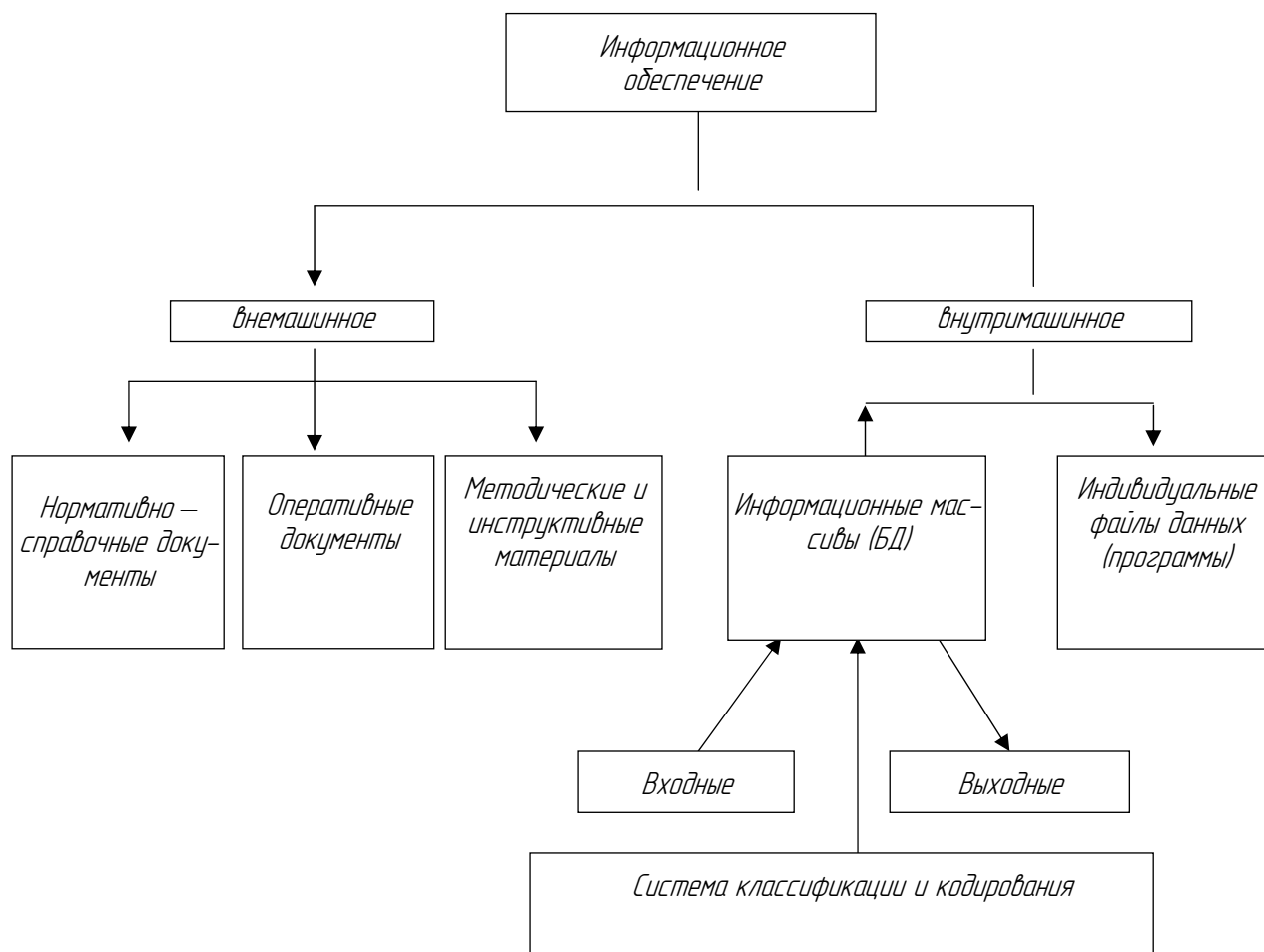


Рисунок 4.1. Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ

4.3 Организация сбора и передачи информации

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

В системе представлена следующая информация:

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

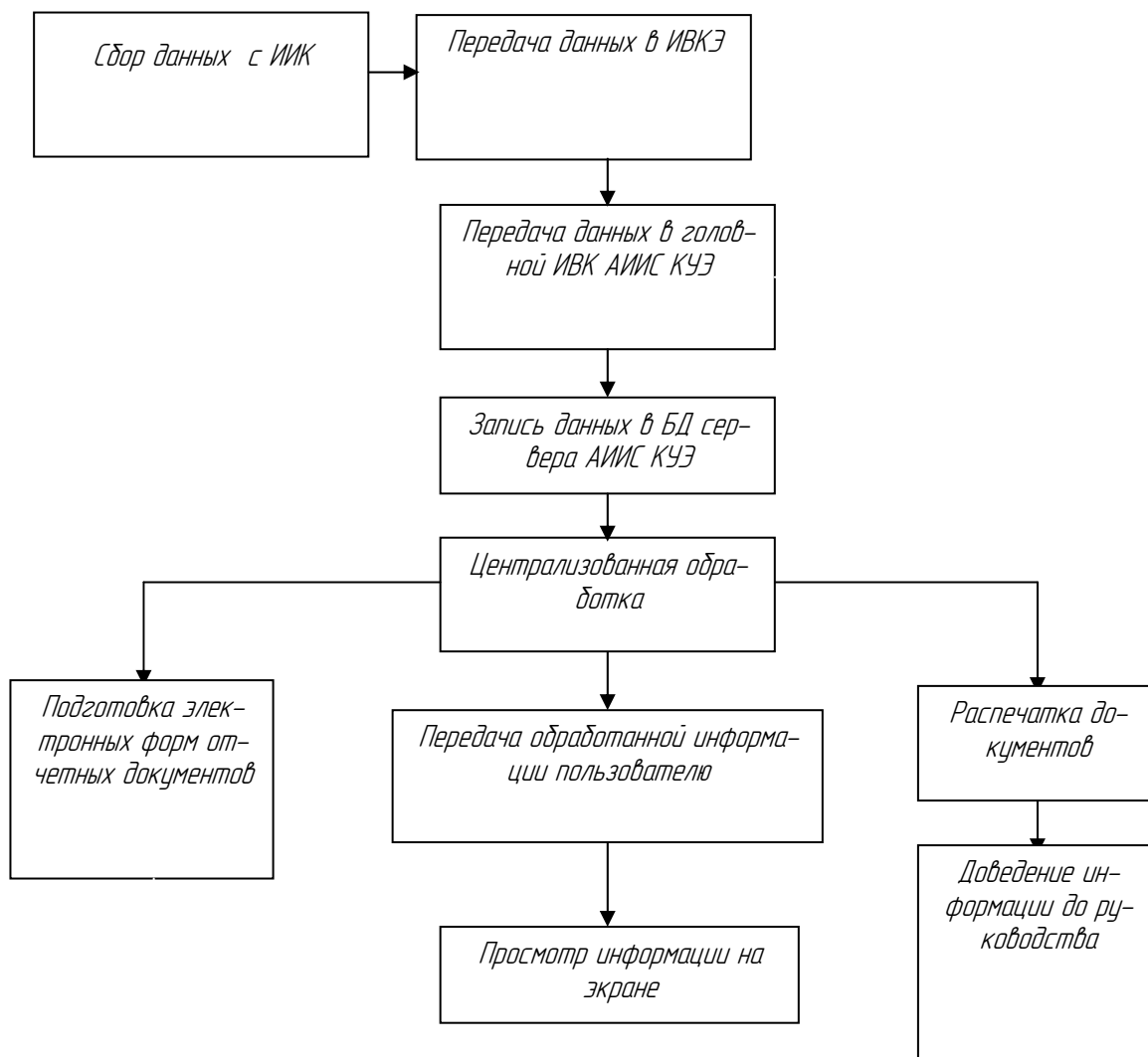


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

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

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

4.4 Организация внемашиной информации

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

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД	Лист
							19
							713

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД	Лист	
							20 714	

РАЗДЕЛ 5. ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

5.1 Комплекс технических средств уровня ИИК

На всех присоединениях коммерческого и технического учета проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05.МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствуют ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках \square до 144;

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА						Лист
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии						
Подп. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).						21
	Тарификатор:						
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;						715
	ИЗТ.83.2020.ОЭСК.10.ТД						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									22	
									716	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом проверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>нему, заднему фронту или обоим фронтам);</p> <ul style="list-style-type: none">как вход телесигнализации. <p>Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:</p> <ul style="list-style-type: none">ограничения мощности нагрузки;ограничения энергии за сутки;ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);контроля напряжения сети;контроля температуры счетчика;					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД		Лист
								23 717

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД			24
									718

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

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, элек- тросчетчиков 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 лю- бых 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 погреш- ности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист
							25
							719

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \delta \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_0}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \delta \leq I < I \delta$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист 28 722
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4 ТМ.05МК.01 относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД		Лист
											29
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			723

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналаобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		724

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН»

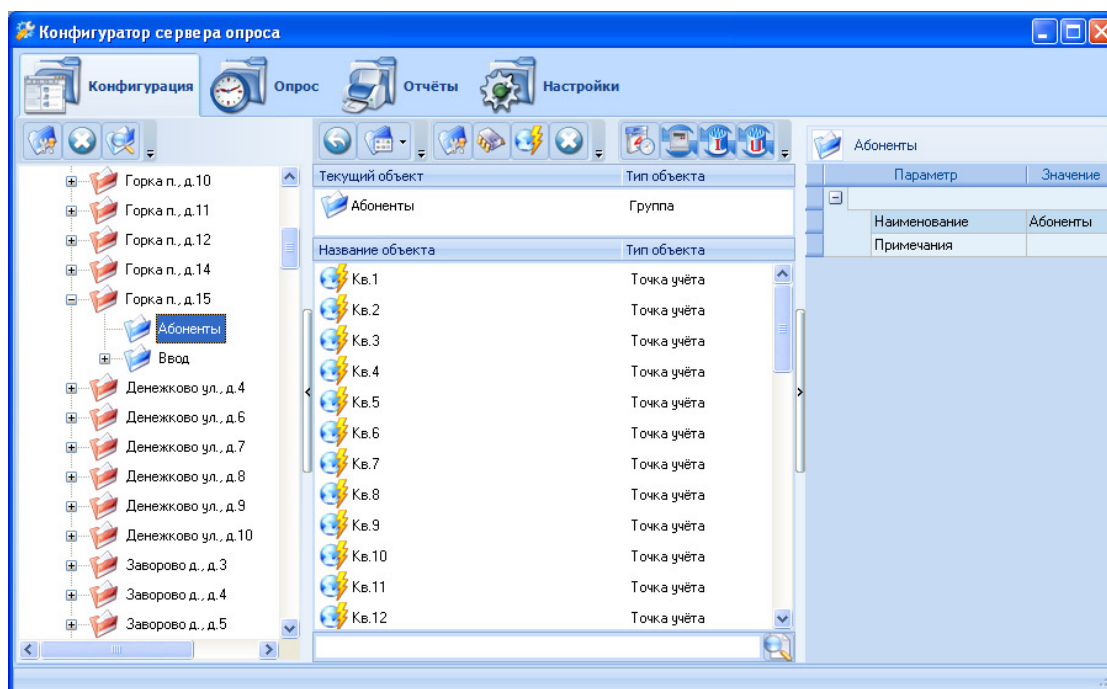
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» представлено на сайте производителя и может быть использовано в свободном доступе.

Сервер Опроса

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



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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

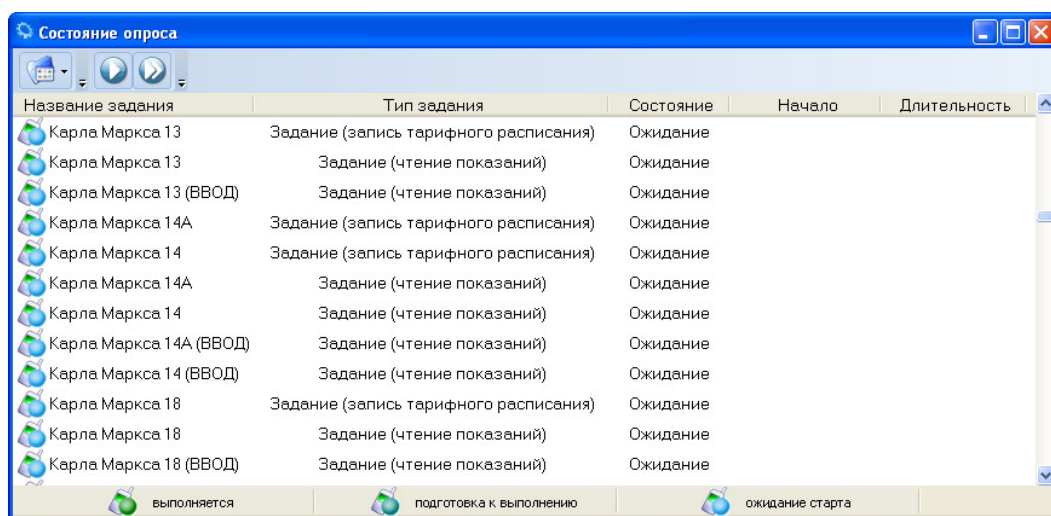
ИЭТ.83.2020.03СК.10.ТД

Лист

31
725

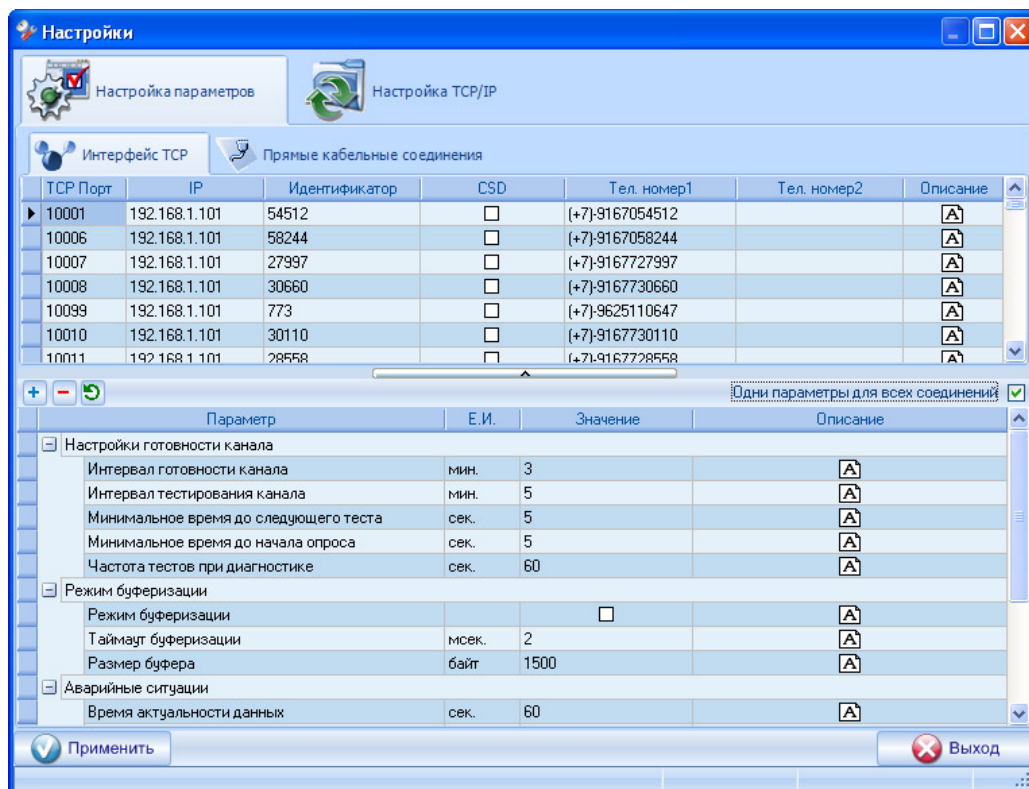
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.10.ТД

Лист

32
726

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

08.04.2009 14:08:35 2198.490 1157.417 208.093 832.980	01.05.2009 00:00:00 2326.307 1261.053 232.354 832.980	14.05.2009 09:40:28 2378.996 1301.745 244.271 832.980	01.06.2009 00:00:00 2410.511 1325.497 252.034 832.980	01.07.2009 00:00:00 2410.667 1325.651 252.036 832.980
Кв. 202				
Дата	Время	Показания	Сумма	Тариф
01.01.2009	00:00:00	455.270	202.789	
22.01.2009	05:20:06	514.810	227.835	
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	

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	2	372	418	46

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	653	918	65

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

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

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

ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД

Лист
33
727

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. №							ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД		Лист
											34
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			728

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.10.ТД		Лист
											35
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			729

- наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ;
- отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;
- соблюдения условий применения СИ;
- соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

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

Оперативный контроль точности проводят:

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

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

Результаты расчетов приведены в таблице 7.9.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД	Лист	
							36	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		730	

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.10.ТД		
						Лист 37 731		

РАЗДЕЛ 8. ОПИСАНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ представлена на рисунке 8.1.

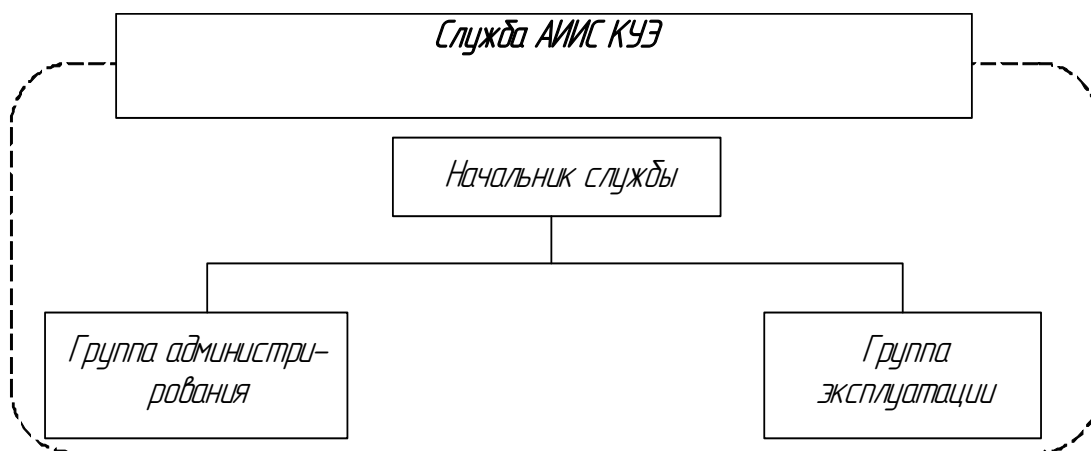


Рисунок 8.1. Схема организационной структуры управления АИИС КУЭ.

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

Элементы организационной структуры службы АИИС КУЭ:

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

Основные функции группы администрирования службы АИИС КУЭ:

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

Основные функции группы эксплуатации:

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

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД	Лист
							38
							732

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

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

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

На компьютере пользователя должно быть установлено клиентское приложение которое позволяет:

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

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД	Лист
										39
										733
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

РАЗДЕЛ 9. ПРОЕКТНАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ

9.1 Идентификация системы

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

- ИИК в количестве 7 шт.
- Комплект УСПД 1 шт.

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

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

9.2 Классификация системы

Классификация подсистем АИИС КУЭ приведена в соответствии с ГОСТ 27.003–90. В таблицах 1 и 2 приведены классификации элементов подсистем АИИС КУЭ по состоянию после отказа.

Таблица 1 Классификация элементов ИИК

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	Восстанавливаемый	7

Таблица 2 Классификация элементов шкафа ЦКУ

Элемент системы	Тип	Состояние после отказа	Количество, шт.
УСПД	Комплект УСПД-2.03/1	Восстанавливаемый	1

9.3 Выбор номенклатуры показателей надёжности

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									40
			ИЗТ.83.2020.03СК.10.ТД						734
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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.

Согласно требований Технического задания на разработку проекта АИИС КУЗ, оцениваются следующие показатели надежности:

- ### 9.5 Исходные данные надежности элементов АИИС

9.6 Расчет показателей надежности подсистем АИИС КУЭ

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.

Взам. инв. №	<p>Для подтверждения требуемого уровня надежности, заданного в ТЗ, для всех подсистем АИИС КУЗ произведен расчет показателей надежности.</p> <p>Расчет показателей надежности ИИК</p> <p>ИИК включает в себя трансформаторы тока, напряжения и счетчик электрической энергии. ИИК с точки зрения надежности рассматривается, как последовательная цепочка вышеперечисленных элементов. Исходные данные для расчета показателей надежности приведены в таблице.</p>						
	Подп. и дата						
Инв. № подл.							
							ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41	
							735

Таблица 1 Исходные данные для расчета

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Источник
ИМК					
1	Счетчик	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	7	165000	Описание типа
ИБКЭ					
2	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	Паспорт

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

9.10 Расчет интенсивности отказов уровня ИМК

Результат расчета представлен в таблице 1.

Таблица 1

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
ИМК					
1	Счетчик электроэнергии	ПСЧ-4 ТМ.05.МК	7	165000	0,0000424
Итого для ИМК					0,0000424

9.11 Расчет интенсивности отказов уровня ИБКЭ

Результат расчета представлен в таблице 2

Таблица 2.

Поз.	Наименование	Тип	Кол.	Время наработки на отказ T_0 (до отказа $T_{ср}$), ч	Интенсивность отказов λ , 1/ч
1	УСПД	Комплект УСД-2.03/1	1	160000	0,00000625
Итого для ИБКЭ					0,00000625

Расчет произведен по формулам:

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

где λ_i – интенсивность отказа элемента системы,

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
									4.2
									736
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

ИЭТ.83.2020.03СК.10.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.

$$\lambda_{\text{АИИС}} = \lambda_{\text{ИИК}} + \lambda_{\text{ИВКЭ}} = 0,0000486742$$

Среднее время наработки на отказ системы АИИС КУЭ ПС:

$$T_{0 \text{ АИИС}} = \frac{1}{\lambda_{\text{АИИС}}} = 20544 \text{ ч.}$$

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

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

$$K_r = 20544 / (2 + 20544) = 0,99.$$

9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях

Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	$K_r = \frac{T_0}{T_B + T_0};$					
			$K_r=20544/(2+20544)=0,99.$					
			<p>9.13 Способы обеспечения заданного уровня надежности в аварийных ситуациях</p> <p>Проектом не предусматривается установка ИБП, поэтому с точки зрения надежности, отказ приводит к отказу подсистем и для того, чтобы уровень надежности оставался в заданных пределах необ-</p>					
						ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД		Лист
								43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			737

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
									4.4
									738
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.ТД			

- проверка на следы утечки масла в ТТ и ТН;
- осмотр знаков визуального контроля, установленных на шкафах зажимов ТТ и ТН, на шкафах учета, шкафах УСПД на предмет механических повреждений или срыва;

б) ежемесячно:

- в темное время суток осмотр ТТ и ТН на предмет искрения.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы со шкафов/зажимов ТТ и ТН, шкафов учета, шкафов УСПД, а также открывать шкафы в следующих случаях:

- возникновение пожара в шкафах;
- возникновение неисправностей в цепях управления;
- возникновение неисправностей в токовых цепях;
- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство ООО «ОЭСК» с записью в оперативном журнале. Во всех остальных случаях, срыв пломб необходимо производить только в присутствии представителей руководства ООО «ОЭСК».

Техническое обслуживание счетчиков электроэнергии производят специалисты подстанции.

Оперативным персоналом для серверного и коммутационного оборудования проводятся следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия (которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998 «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств») с использованием:

- фирменного инструмента для разборки и сборки технических средств;
 - фирменных расходных материалов, приспособлений, чистящего и измерительного инструмента, прошедшего соответствующие проверки;
 - лицензионного тестового, антивирусного и специального программного оборудования.
- а) ежедневная профилактика включает в себя:
- внешний осмотр шкафов УСПД и остального коммутационного оборудования, с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединенных или не полностью присоединенных электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;
 - проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации, на предмет отказов оборудования, в процессе выполнения возложенных на него задач;
 - анализ поступающей коммерческой информации на предмет достоверности и полноты;
 - доставка поступающей коммерческой информации всем заинтересованным сторонам в виде и в объемах, определенных соответствующими договорами.

б) еженедельное обслуживание включает в себя:

- проверка на наличие компьютерных вирусов для сервера БД;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									45	
									739	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.ОЭСК.10.ТД

- проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках, что повышает эффективность их работы и увеличивает срок службы;

- резервирование коммерческой информации на внешние носители.

в) ежемесячное обслуживание включает в себя еженедельную профилактику, а также следующие работы:

- поставка обновленных баз данных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов для сервера БД;

г) полугодовое обслуживание включает еженедельное и ежемесячное обслуживание, а также следующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объемов сервера БД с разборкой, а также остального коммуникационного оборудования без разборки;

- для ИБП находящихся в горячем резерве производить зарядку батарей.

д) текущий ремонт включает в себя еженедельное, ежемесячное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;

- полное тестирование и выявление неисправных устройств;

- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт осуществляется путем замены неисправных устройств или их ремонтом.

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в журнале фиксации действий персонала по контролю состояния, ремонту и техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно ставит в известность руководство и совместно с ним принимает меры по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической документацией.

9.16 Расчет необходимого комплекта ЗИП

Для поддержания АИИС КУЭ на требуемом уровне надежности необходимо предусмотреть комплект ЗИП.

Расчет и выбор необходимого количества запасных элементов производится по формуле:

$$Q = N * t ,$$

где Q — количество запасных элементов;

N — количество элементов на подстанции;

t — % (на основании договора).

Комплект ЗИП будет рассчитан на всю АИИС КУЭ ООО «ОЭСК».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.ОЭСК.10.ТД		Лист
											46
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			740

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 35/6 кВ №13 "ш.Краснокаменская "

ТОМ 2

Рабочая документация

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Ведомость документов основного комплекта

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.ТП	Общие данные	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.С 1	Схема структурная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.СБ.01	Схема однолинейная	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.СБ.02	Схема электрическая принципиальная распределительной сети	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.С 7	План расположения оборудования и проводок	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.С 5.01	Схема подключения вторичных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.С 5.02	Схема подключения информационных цепей	
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.СА	Чертеж установки технических средств	

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.В 4	Спецификация оборудования и материалов	

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

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.ТП

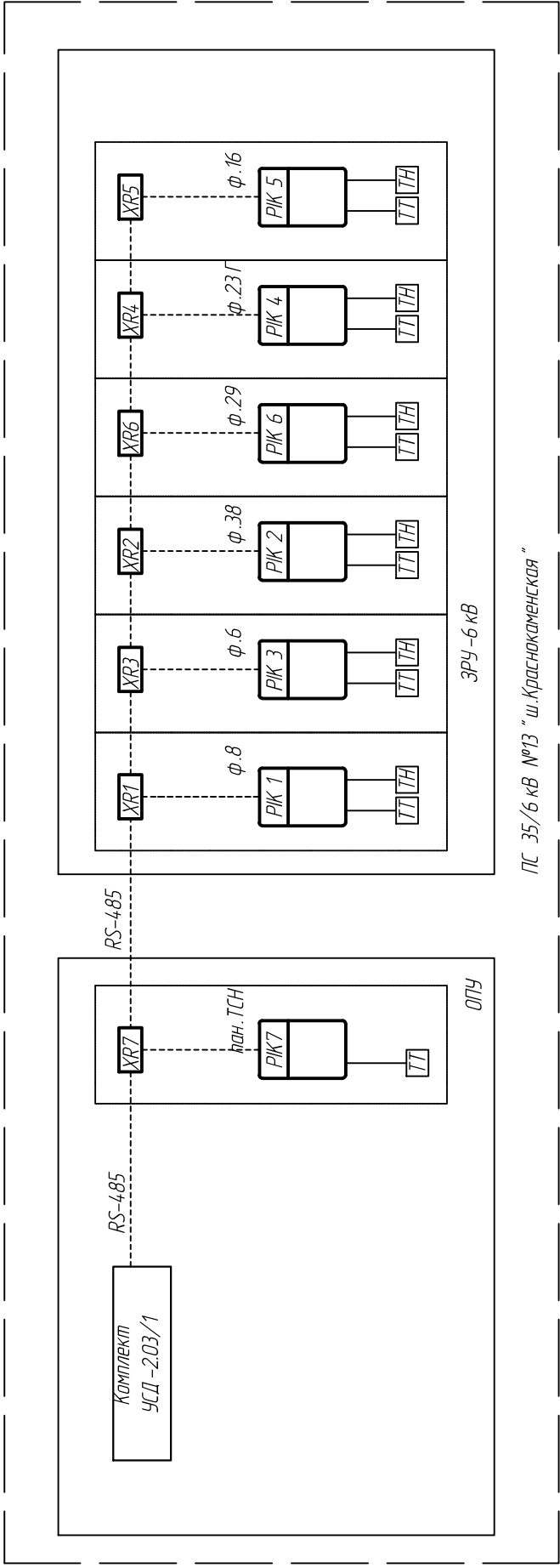
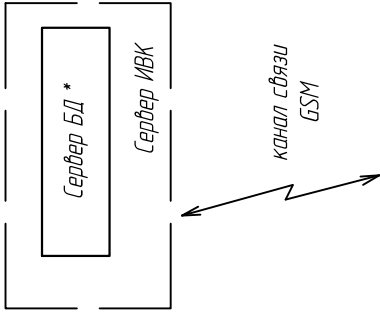
ПС 35/6кВ №13
"ш.Краснокаменская"

Стадия Лист Листов
Р 1

ООО "Инэнерготех"

742

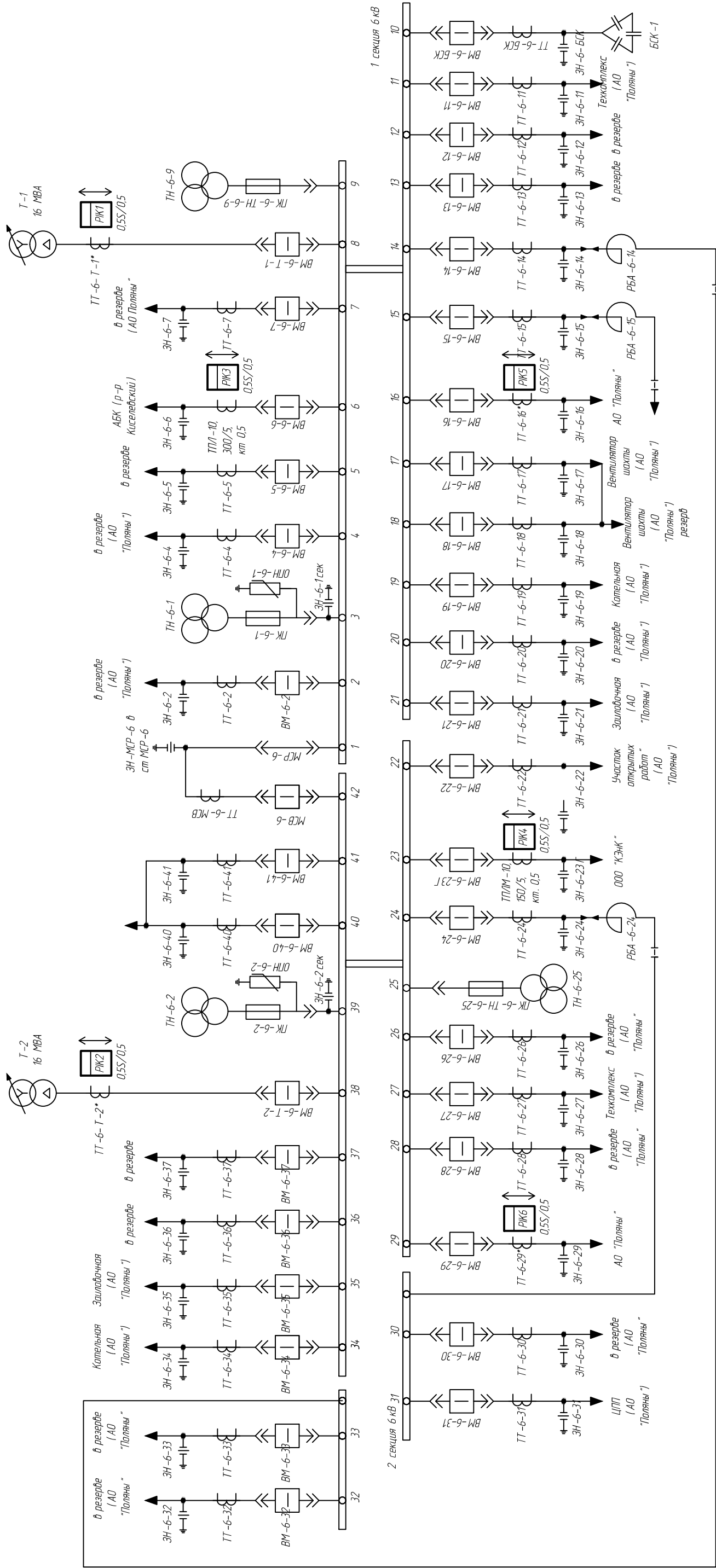
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РК1- РК6	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	6	
2	РК7	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.05	1	
3	XR1-XR7	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	7	



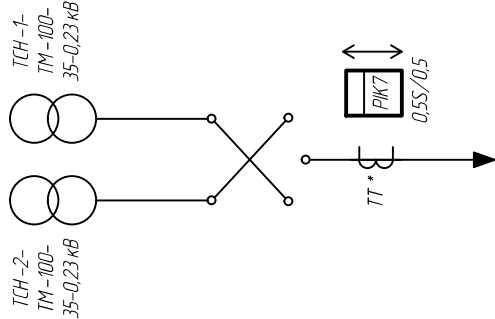
1. Уточненной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – сервер урбоя ИВК в данном проекте не предусматривается.

ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.РД.С1									
АИИС КУЭ 000 "ОЭСК"									
Изм.		Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменная"		
Разраб.		Логошева				2020	Стадия		
Провер.		Козлов				2020	Лист		
							Р		
							1		
							000 "Инэрготех"		
							Схема структурная		
Утв.		Савченко				2020			

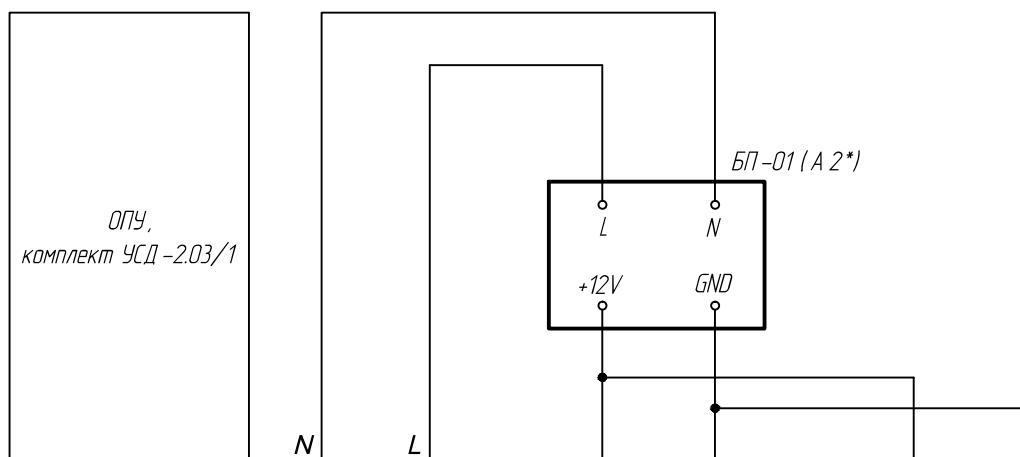
ПС 35/6 кВ №13 "Ш. Краснокаменная"



1. Упомянутой линией показано вновь устанавливаемое оборудование.
2. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, входящие в состав АИИС КУЗ, должны быть с действующей поверкой.
3. Класс точности, на отмотках измерения трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, должен быть не ниже 0.5.
4. * - данные по оборудованию отсутствуют, перед монтажом убедиться в выполнении п.2 данного примечания.



ИЭТ.83.2020.03СК.10.РД.СБ.01			
АИИС КУЗ 000 "ОЭСК"			
ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменная"	Стадия	Лист	Листов
	Р		1
Схема однолинейная	000 "Инэнерготех"		
Упр.	Савченко		2020



Характеристика электроприемника	Поз.	-	контроллер i-7188 XA	GSM модем iRZ TC65 Lite
	Тип	ХТ **	А 1*	А 3*
	Напряжение, В	~220 В	+12V	+12V
	Мощность, Вт	8	6	2
	Место установки	ОПУ, пан. ТСН	ОПУ, комплект УСД -2.03/1	ОПУ, комплект УСД -2.03/1

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

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.СБ.02

АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"

						ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.СБ.02				
						АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
Разраб.	Логашева				2020	ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменская"		Стадия	Лист	Листов
Провер.	Козлов				2020			Р		1
						Схема электрическая принципиальная распределительной сети		ООО "Инэннерготех"		
Утв.	Савченко				2020			745		

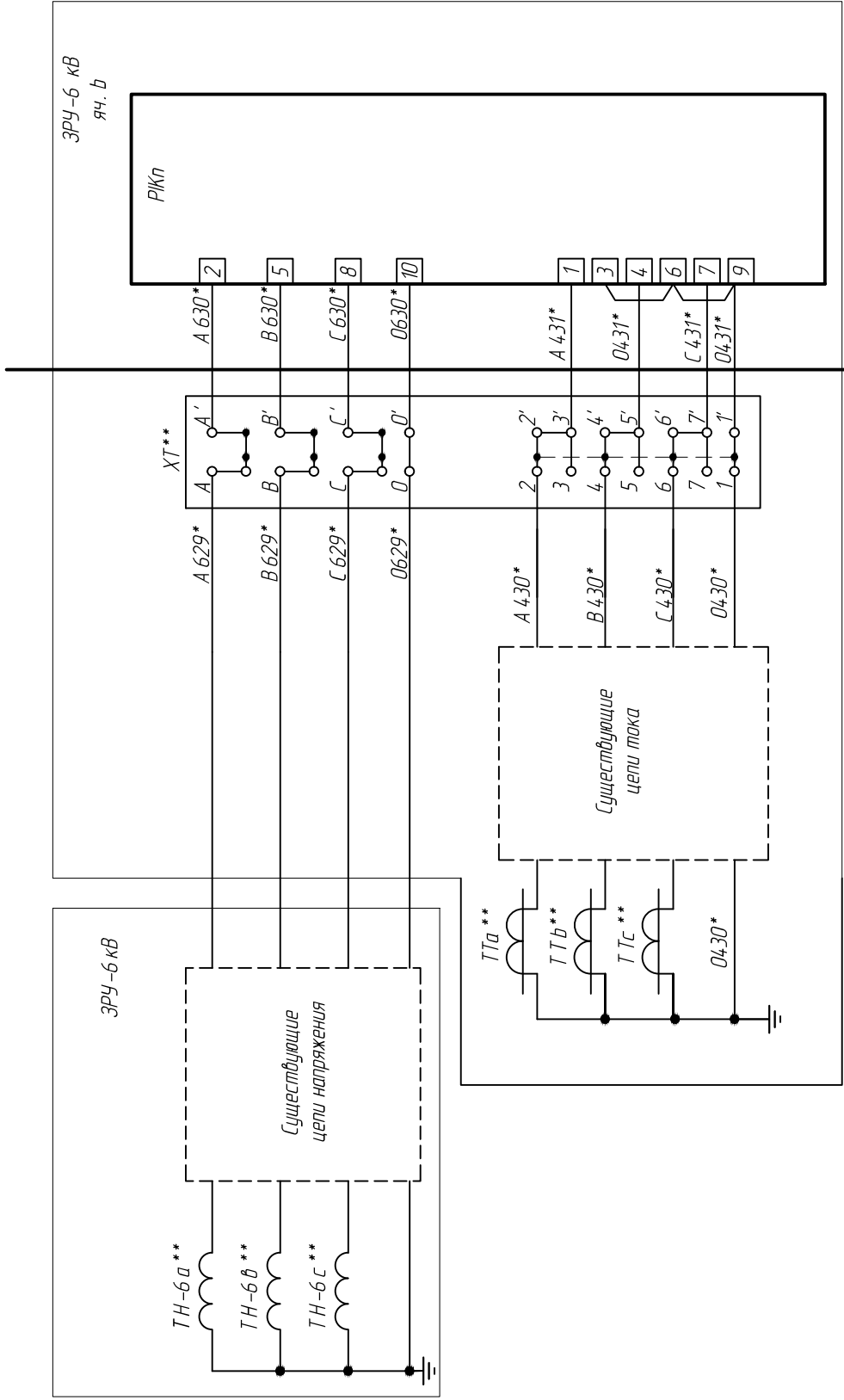
ПС 35/6кВ №13
"Ш.Краснокаменская"

Схема электрическая принципиальная
распределительной сети

Стадия Лист Листов
Р 1

ООО "Инэнерготех"

Присоединение ф. №



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №13 "Ш.Краснокаменная"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.0ЭСК.10.РД.)

1. Упомянутой линией показано вновь устанавливаемое одорудование АИИС КУЭ.
2. * – маркировку вторичных цепей тока и напряжения уточнить при монтаже.
3. ** – существующее одорудование.
4. Вновь устанавливаемое счетчики электрической энергии установить и подключить по эксплуатации см. руководство по эксплуатации. При подключении схемы подключения счетчика

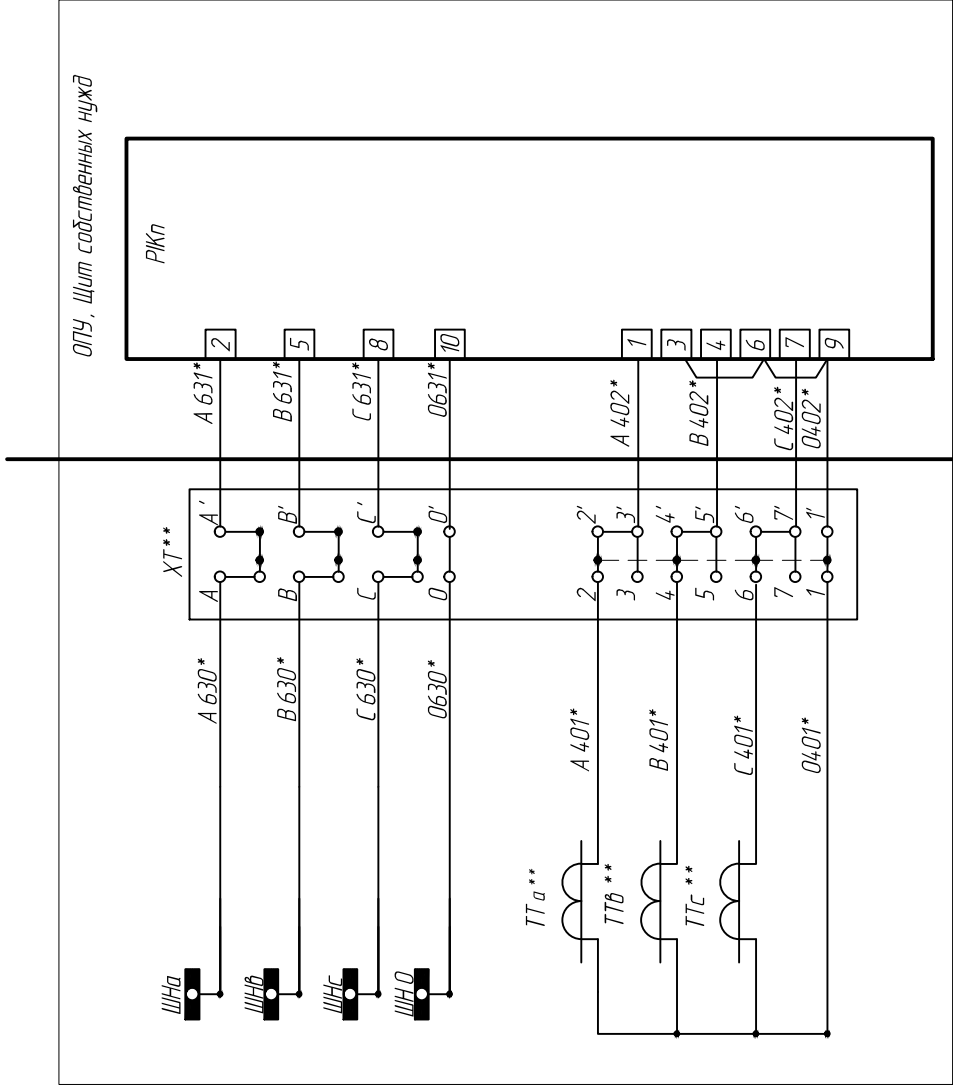
Инд. № подл.	Листов 5 и 6
--------------	--------------

[illegible]

Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	ЗРУ-6 кв.яч. в	Р/К п
ВВ-Т-1, ф. 8	8	1
ВВ-Т-2, ф. 38	38	2
ф.6	6	3
ф.23 Г	23	4
ф.16	16	5
ф.29	29	6

Присоединение ф. N



Существующее оборудование ПС 35/6 кВ №13 "ш.Краснокаменская"

По разрабатываемому проекту "АИИС КУЭ
ООО "ОЭСК" (ИЕТ.83.2020.0ЭСК.10.РД.)

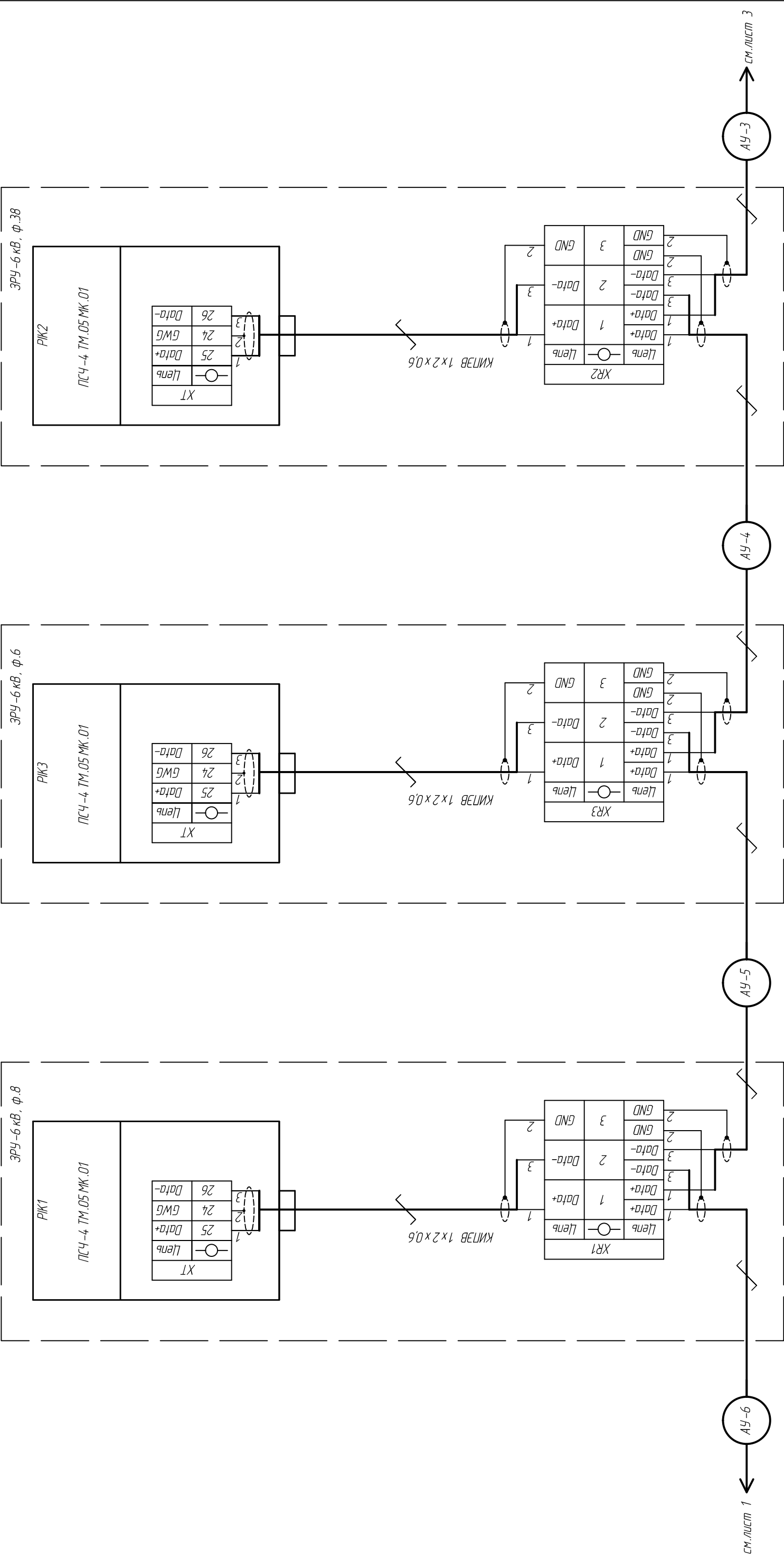
Таблица применения

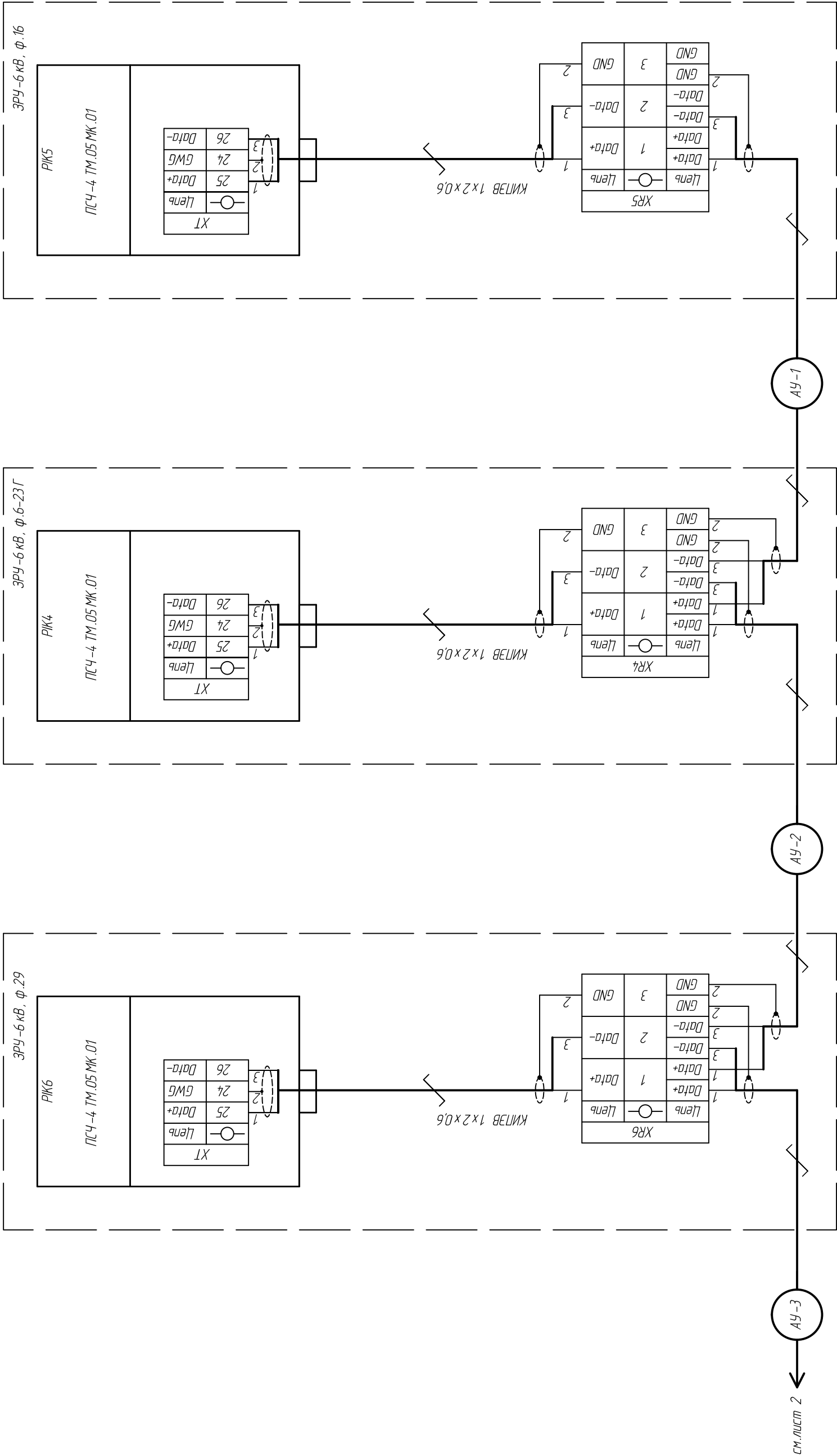
Наименование присоединения, ф. N	РЖ п
ТСН-1, ТСН-2	7

- 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.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ИЭТ.83.2020.0ЭСК.10.РД.С5.01					
Лист					2





Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	РЖ п	Счетчик электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05 МК.01	1	
2	ХР п	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

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

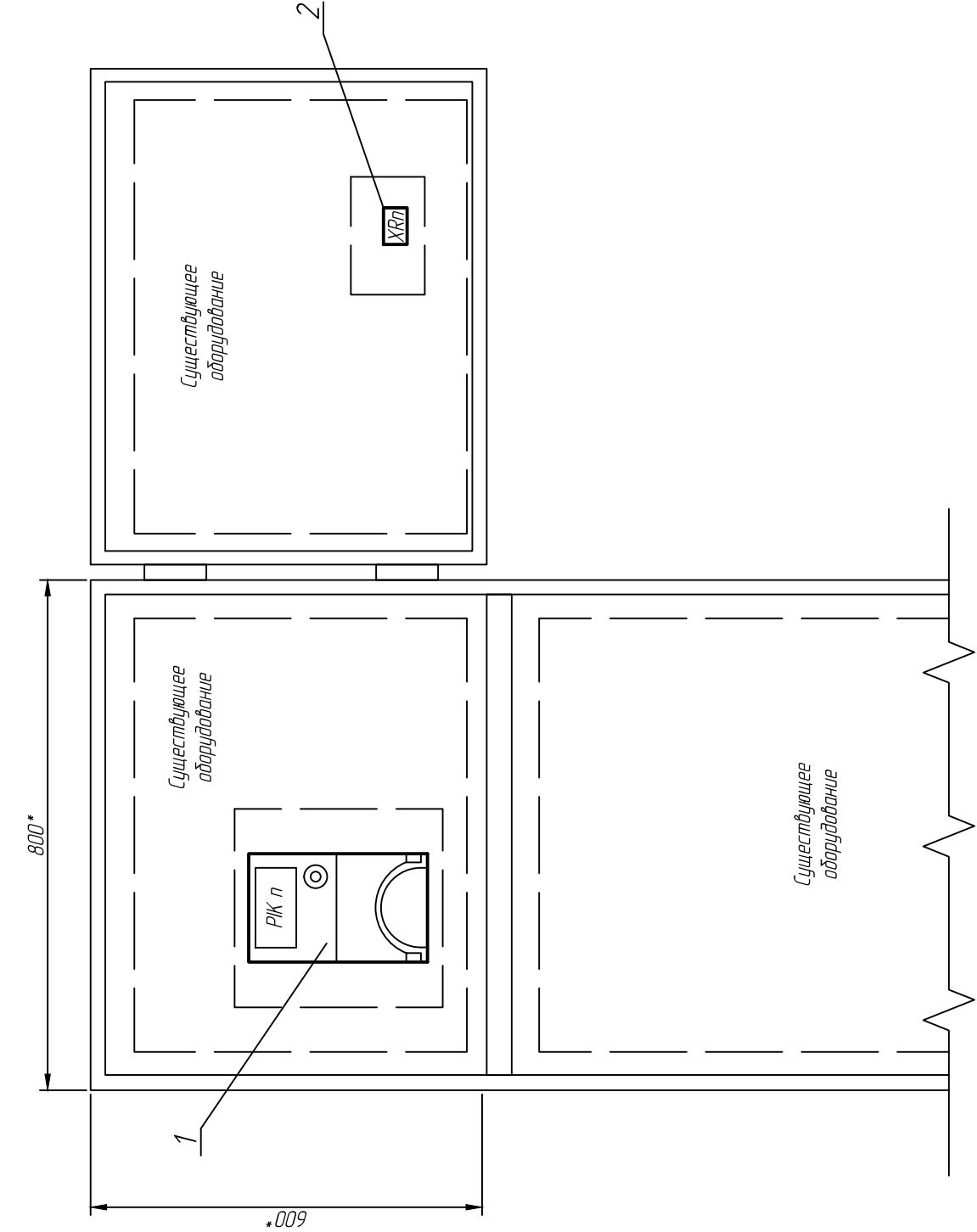


Таблица применения

Наименование присоединения, ф. N	РЖ п
ф.8	1
ф.38	2
ф.6	3
ф.23 Г	4
ф.16	5
ф.29	6

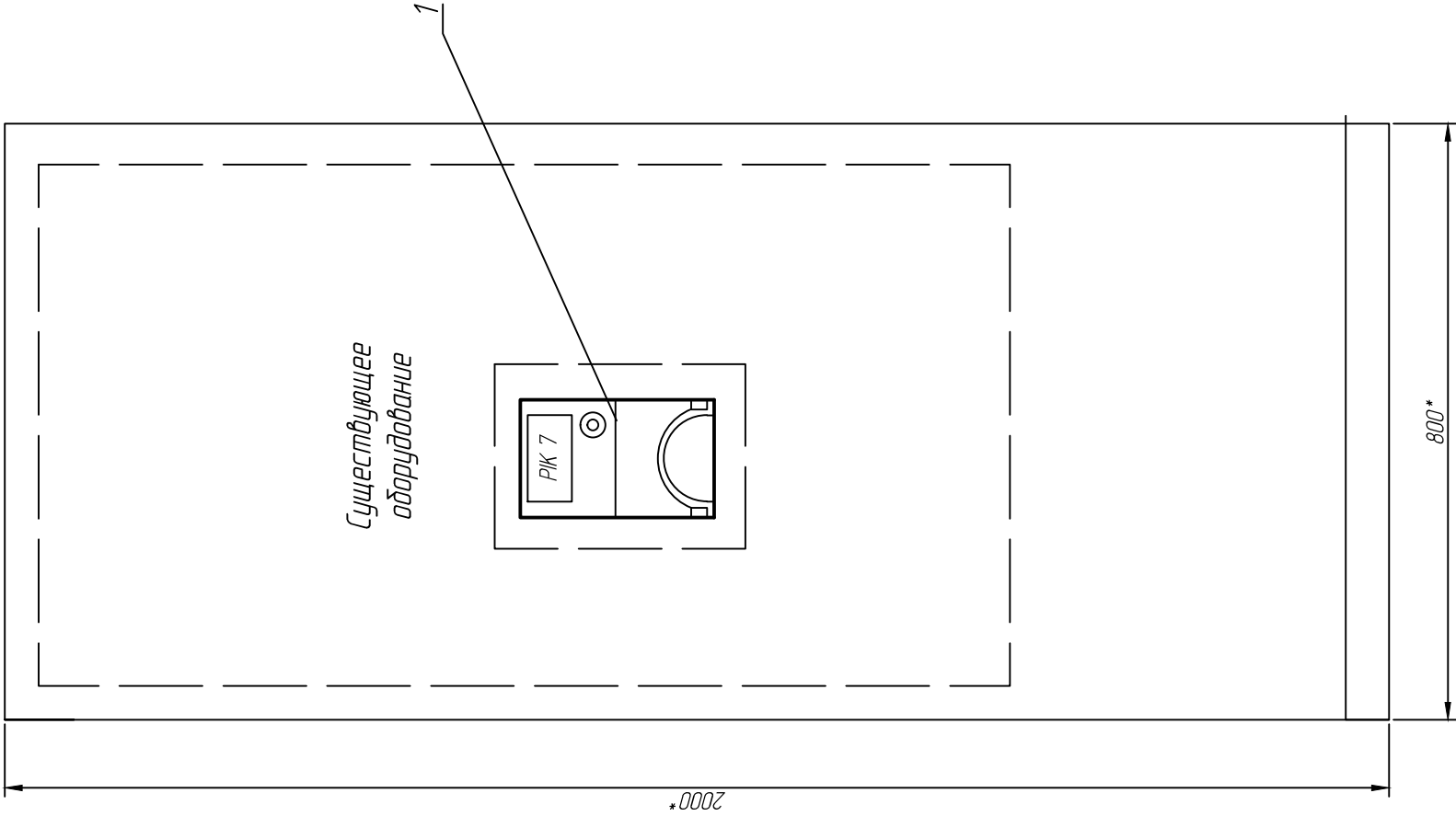
- Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
- * – размер для справок.
- Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие вторичные цепи.
- Точное место установки определить при монтаже.
- Счетчик электрической энергии и разветвитель интерфейса установить при помощи саморезов паз.3.

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.10.РД.СА									
АИИС КУЭ ООО "ОЭСК"									
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ дж.	Подп.	Дата	ПС 35/6кВ №13 "ш.Краснокаменная"			
Разраб.	Лыгашева				2020	Р			
Провер.	Козлов				2020				
						Чертеж установки технических средств			
						ООО "Инэнерготех"			
Утв.	Савченко				2020				

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Лист	ИЗТ.83.2020.0ЭСК.10.РД.СА	
2	Формат А3	

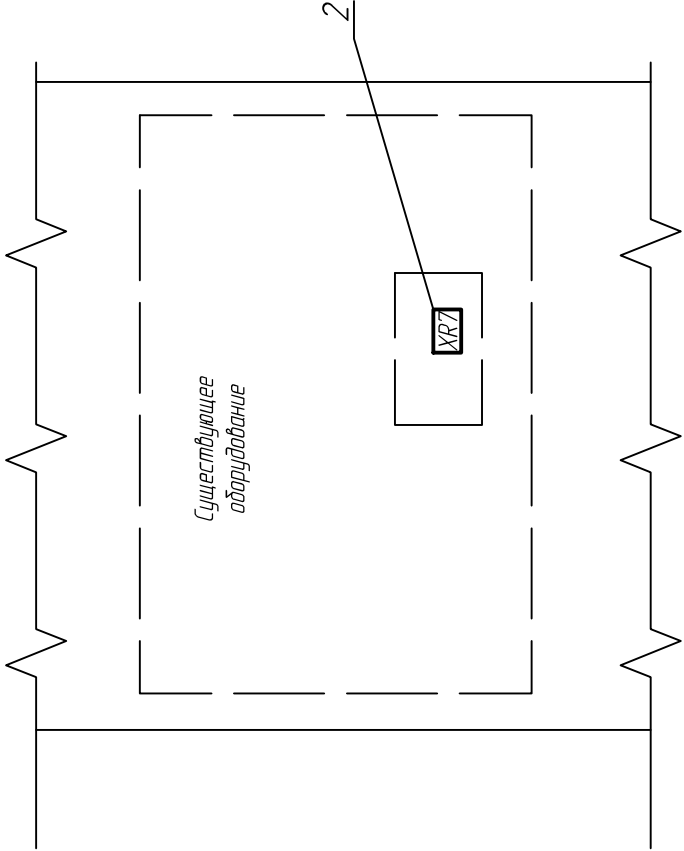
Чертеж установки счетчиков
электрической энергии
ОПУ

Вид спереди



Существующее
оборудование

Вид сзади



Существующее
оборудование

1. Утолщенной линией показано вновь устанавливаемое оборудование АИИС КУЭ.
2. * – размер для справок.
3. Вновь устанавливаемые счетчики электрической энергии установить и подключить взамен существующих. Схему подключения счетчика см.руководство по эксплуатации. При подключении использовать существующие провода.
4. Точное место установки определить при монтаже.
5. Счетчик электрической энергии установить при помощи саморезов поз.3.

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Р/К 7	Счетчик электроэнергии ПСЧ –4 ТМ.05 МК.05	1	
2	XR 7	Пассивный разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	1	
3		Саморез с прессшайбой со сверлом 4,2 x 16	7	

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 6/0,4кВ №8 «ш.Тайдинская»

ТЕХНОРАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.ТРП

2020

*Общество с ограниченной ответственностью
«Инэнерготех»*

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

АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»

ПС 6/0,4кВ №8 “ш.Тайдинская”

*ТОМ 1
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

ИЭТ.83.2020.ОЭСК.17.ТД

Руководитель проекта

А.В. Савченко

2020

Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Примечание
		<u>Техническая документация</u>			
A4	Ведомость ТД	Ведомость технической документации	1		
A4	Раздел 1	Пояснительная записка	3-13		
A4	Раздел 2	Схема функциональной структуры	14-16		
A4	Раздел 3	Описание автоматизируемых функций	17		
A4	Раздел 4	Описание информационного обеспечения	18-21		
A4	Раздел 5	Описание комплекса технических средств	22-30		
A4	Раздел 6	Описание программного обеспечения	31-33		
A4	Раздел 7	Метрологическое обеспечение	34-37		
A4	Раздел 8	Описание организационной структуры	38-39		
A4	Раздел 9	Проектная оценка надежности	40-46		

Взам. инв. №	Подп. и дата									
Инв. № подл.							ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД			
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
	Разраб.	Логашева					АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайдинская" Ведомость ТД	Стадия	Лист	Листов
	Пров.	Козлов						ТП	2	46
								ООО "Инэнерготех"		
Н.контр.										
Утв.	Савченко									

Раздел 1. Пояснительная записка

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

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы: «Создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)», охватывающей весь электросетевой комплекс ООО «ОЭСК» (сокращенное наименование системы АИИС КУЭ ООО «ОЭСК»). Данный проект рассматривает создание автоматизированной системы на ПС 6/0,4кВ №8 "ш.Тайдинская".

Технорабочий проект выполнен на основании:

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

1.2 Краткая характеристика объекта

ПС 6/0,4 №8 "ш.Тайдинская" находится в з. Киселевске и имеет распределительные устройства 6 и 0,4кВ.

ЗРУ-6кВ кВ выполнено по схеме двух систем шин с секционным выключателем.

В цепях присоединений 6кВ установлены трансформаторы тока типа ТПО/1-10, ТП/1-10 класса точности 0,5 и трансформаторы напряжения типа НОМ-6 класса точности 0,5.

В цепях присоединений 0,4кВ установлены трансформаторы тока типа ТТИ класса точности 0,5.

Схема РЧ-0,4 кВ двухсекционная с секционным выключателем.

1.3 Цели, назначение и функции АИИС КУЭ

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для учета электроэнергии передаваемой по линиям 6 кВ электроэнергии отпускаемой в распределительные сети 0,4кВ, а также расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции.

Основными задачами АИИС КЧЭ являются: повышение эффективности использования энергоресурсов, обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.

Основные цели АИИС КУЭ:

- повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;
- межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;
- обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени.

АИИС КУЭ также предназначена для организации:

- автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;

Взам. инв. №	<p>чение энергосбережения и рационального использования электроэнергии.</p> <p>Основные цели АИИС КУЭ:</p> <ul style="list-style-type: none">– повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;– межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию) с вышестоящими уровнями;– обеспечение точной, достоверной и оперативной информацией об электропотреблении, привязанной к единому календарному времени. <p>АИИС КУЭ также предназначена для организации:</p> <ul style="list-style-type: none">– автоматизированного контроля и учета поставки и потребления электроэнергии и мощности;						
	Подл. и дата						
Инв. № подл.							
							ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3	
							759

индикаторе, и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Далее информация передается в УСПД, по интерфейсу RS-485, который объединяет все счетчики.

УСПД предназначен для опроса счетчиков электроэнергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через коммуникатор GSM на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

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

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

16 Сведения об использовании при проектировании нормативно-технических документов

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

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

Правила технической эксплуатации электроустановок.

ГОСТ 2.102-68 Виды и комплектность конструкторских документов.

ГОСТ 2.103-68 ЕСКД. Стадії розробтки.

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

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы.

ГОСТ 2.109-73 ЕСКД. Основные требования к чертежам.

ГОСТ 2.111-87 ЕСКД. Нормоконтроль.

ГОСТ 2.601-95 ЕСКД. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

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

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

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

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

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

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

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

Взам. инв. №	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.						
	ГОСТ Р 21.101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации.						
	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление.						
	ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.						
Подп. и дата	ГОСТ 19.101-77 ЕСПД. Виды программ и программных продуктов.						
	ГОСТ 20.39.108-85 Комплексная система общих технических требований. Требования по эргономике, обитаемости и технической эстетике. Номенклатура и порядок выбора.						
	ГОСТ 21.101-97 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.						
	ГОСТ 21.110-95 СПДС. Правила выполнения спецификаций оборудования, изделий и материалов.						
Инв. № подл.						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД	Лист 5 761
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		

ГОСТ 21404–85 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

ГОСТ 21406–88 СПДС. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования.

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические требования.

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

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

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

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

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

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

ГОСТ Р 8.563–96 ГСИ. Методика выполнения измерений.

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

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.</p> <p>ГОСТ Р 50377-92 Безопасность оборудования информационной технологии, включая электрическое контрольное оборудование.</p> <p>ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.</p> <p>ГОСТ Р 51275-99 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения.</p> <p>ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний.</p>					
			ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	6		
						762		

1.8 Функции обслуживающего персонала подстанции для АИИС КУЭ

В обязанности обслуживающего персонала подстанции должно входить:

- осуществление оперативного контроля за поступлением информации по всем присоединениям, входящим в состав АИИС КУЭ, в соответствии с заданным режимом;
- осуществление замещения результатов измерений (при необходимости), в соответствии с действующей эксплуатационно-технической документацией;
- обеспечение безотказной работы пользовательского программного обеспечения АИИС КУЭ;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, накапливаемой и нормативной информации по коммерческому учету;
- обеспечение защиты информации от несанкционированного доступа;
- осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств вычислительной техники;
- осуществление подготовки средств вычислительной техники к работе, их технический осмотр, выявление неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств вычислительной техники;
- восстановление работоспособности ИБК, ИБКЭ АИИС КУЭ после аварии.
- обеспечение правильной технической эксплуатации и бесперебойной работы средств и каналов связи;
- осуществление подготовки средств и каналов связи к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой средств и каналов связи и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа коммуникаций и средств связи;
- регистрация отказов эксплуатируемого оборудования, программного обеспечения и каналов связи;
- осуществление учета и хранения документов, имеющих отношение к АИИС и коммерческому учету электроэнергии;
- осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;
- выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.
- обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<i>энергии;</i> — <i>осуществление учета и обеспечение полной сохранности принятых на хранение документов;</i> — <i>выдача в установленном порядке документов и ведение учета использования документов, хранящихся в архиве.</i> — <i>обеспечение эксплуатации измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;</i> — <i>осуществление подготовки измерительных трансформаторов и счетчиков к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;</i>							
									<i>ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД</i>	Лист
			<i>Изм.</i>	<i>Кол.уч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		8 764

- осуществление контроля за работой измерительных трансформаторов и счетчиков и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц;
- обеспечение контроля и проведения работ по защите от несанкционированного доступа измерительных трансформаторов и счетчиков;
- обеспечение эксплуатации УСПД и коммуникационного оборудования в соответствии с требованиями эксплуатационно-технической документации;
- осуществление подготовки УСПД и коммуникационного оборудования к работе, их технический осмотр, проверки наличия неисправностей;
- осуществление контроля за работой УСПД и коммуникационного оборудования и принятия мер по своевременному и качественному выполнению ремонта своими силами или силами третьих лиц.

19 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

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

Штатный режим работы:

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

Осуществляется обмен информацией между АИИС КУЭ и заинтересованными организациями.

Сервисный режим работы:

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

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

Ремонтный режим работы

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

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

Диагностика и проверка работоспособности системы

Перед проверкой работоспособности системы необходимо убедиться в том, что:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									9	
									765	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД

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

устройства и линии связи смонтированы в соответствии с проектной документацией на систему;
компьютеры необходимой конфигурации установлены и связаны по IP соединению;
на компьютерах установлено программное обеспечение.

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

1.10 Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В состав технического обеспечения АИИС КЧЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- измерительные электросчетчики типа ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- существующие линии присоединения счетчиков к трансформаторам тока и напряжения (вторичные измерительные цепи).

Перечень точек измерения АИИС КЧЭ с указанием коэффициентов трансформации и классов точности измерительных трансформаторов приведен в Приложении №1 настоящего раздела проекта.

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

На всех присоединениях проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК Нижегородского научно-производственного объединения имени М.В.Фрунзе.

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

1.11 Решения по установке и монтажу оборудования

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

Установка счетчиков электроэнергии.

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД		Лист
											10
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			766

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

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

Параметры настройки коммуникационного оборудования хранятся в энергонезависимой памяти самих устройств.

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

1.12 Мероприятия по изменению объекта автоматизации

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.ОЭСК.17.ТД	Лист	
							11	
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		767	

ПРИЛОЖЕНИЕ №1

по 3.	Наименование точки учета	Тип ПУ	Класс точности ПУ	Место установки ПУ	Тип существующих ТТ	Номинал существующих ТТ	Тип существующих ТН	Номинал существующих ТН
1	ПС №8 6 кВ, Ввод 6-2-Т, ф.7	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.7	ТПО/1-10	600/5	НОМ-6	6000/100
2	ПС №8 6 кВ, Ввод 6-19-Т, ф.25	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.25	ТПО/1-10	600/5	НОМ-6	6000/100
3	ПС №8 6 кВ ф. 12	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.12	ТП/1-10	400/5	НОМ-6	6000/100
4	ПС №8 6 кВ ф. 15	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.15	нет данных	нет данных	НОМ-6	6000/100
5	ПС №8 6 кВ ф. 9	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.9	ТП/1-10	75/5	НОМ-6	6000/100
6	ПС №8 6 кВ ф. 11	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.11	ТП/1-10УЗ	400/5	НОМ-6	6000/100
7	ПС №8 6 кВ ф. 4	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.4	ТП/1-10УЗ	200/5	НОМ-6	6000/100
8	ПС №8 6 кВ ф. 28	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.28	нет данных	нет данных	НОМ-6	6000/100
9	ПС №8 6 кВ ф. 29	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	ЗРУ-6 кВ, ф.29	ТП/1-10	200/5	НОМ-6	6000/100
10	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 19	ПСЧ-4ТМ.05МК.01	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.19	ТТИ-40	600/5		
11	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 20	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.20	ТТИ-40	600/5		
12	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 21	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.21	ТТИ-40	600/5		
13	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 22	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.22	ТТИ-40	600/5		
14	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 33	ПСЧ-4ТМ.05МК.21	1/2	РУ-0,4 кВ, ф.33	-	-	-	-
15	ПС №8 ячейка низковольтного ф. 23	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.23	ТТИ-А	150/5		
16	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 4	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.4	ТТИ-А	200/5		
17	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 10	ПСЧ-4ТМ.05МК.21	1/2	РУ-0,4 кВ, ф.10	-	-		
18	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 17	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.17	ТТИ-А	300/5		
19	ПС №8 6кВ ячейка низковольтного ф. 25	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	РУ-0,4 кВ, ф.25	ТТИ-30	200/5		
20	ПС №8 6кВ ТСН-1	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	Щит учета старона 6 кВ	нет данных	нет данных		
21	ПС №8 6кВ ТСН-2	ПСЧ-4ТМ.05МК.05	0,5S/0,5	Щит учета старона 6 кВ	нет данных	нет данных		

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД

Лист

12
768

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

РАЗДЕЛ 2. СХЕМА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ

2.1 Структура АИИС КУЭ

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

Первый ИИК (нижний) уровень

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

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

Технические средства каждого ИИК включают в свой состав:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения (существующие);
- счетчики электрической энергии ПСЧ-4 ТМ.05.МК;
- вторичные цепи тока и напряжения (существующие).

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энергоресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизованного доступа к информации по каналам связи GSM.

Второй уровень ИВКЭ

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	<p>ИВКЭ;</p> <p>– конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;</p> <p>– измерение и учет электрической энергии и мощности, интервалов времени, учет других энерго-ресурсов и передача накопленной информации на верхний уровень путем предоставления авторизированного доступа к информации по каналам связи GSM.</p> <p>Второй уровень ИВКЭ</p> <p>Уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (Уровень ИВКЭ). ИВКЭ – Совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электростановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.</p>						
Инв. № подл.							ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист 13 769
	Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ИБКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Третий уровень ИБК

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

ИБК обеспечивает:

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

Уровень ИБК в данном проекте не разрабатывается.

2.2 Автоматизированные функции, выполняемые системой

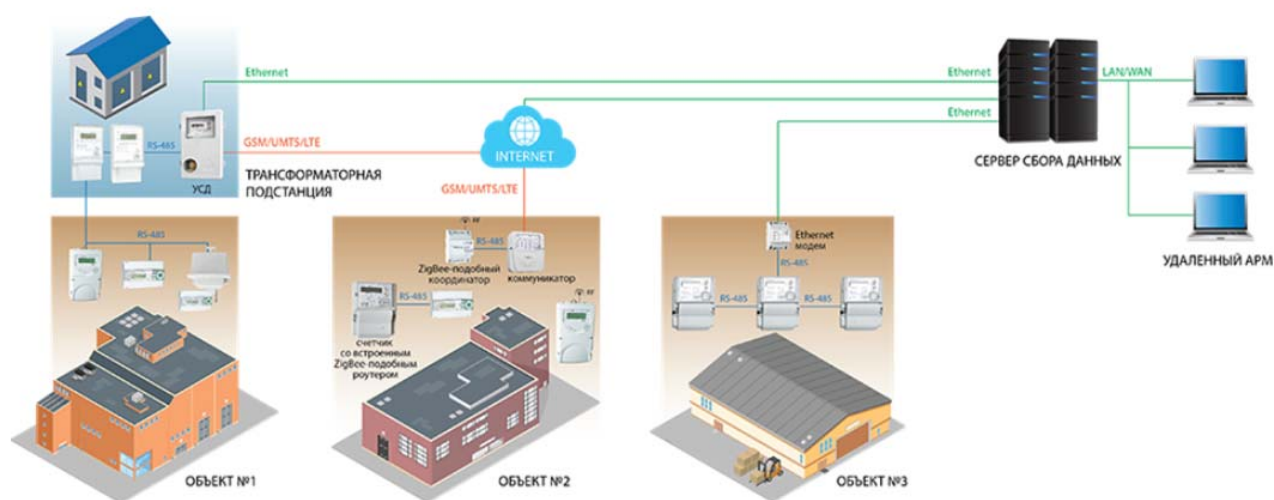
- Считывание с электросчетчиков:
 - архивных значений накопленной электроэнергии на начало месяца по 4-м тарифам;
 - текущих значений накопленной энергии по 4-м тарифам;
 - текущих значений ПКЭ (при наличии таковых функций в электросчетчике);
 - полчасовых срезов мощности (при наличии таковых функций в электросчетчике).
- Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.
- Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ± 30 секунд в сутки).
- Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.
- Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).
- Считывание журнала событий УСД.
- Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<ul style="list-style-type: none">Дистанционная запись тарифных расписаний в счетчики электроэнергии.Автоматическая коррекция текущего времени для каждого электросчетчика по внутренним часам сервера сбора данных (максимальное рассогласование времени в системе составляет ±30 секунд в сутки).Дистанционный сбор данных с УСД на сервер сбора и обработки данных посредством каналов связи GSM/CSD, GSM/GPRS или Ethernet (Internet) по расписанию или команде оператора.Возможность дистанционного отключения/ограничения нагрузки (для электросчетчиков, имеющих данную функцию).Считывание журнала событий УСД.Организация прозрачного канала связи для работы с электросчетчиками при помощи конфигурационного ПО.							
									ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		14 770

- Определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе на основе сведения балансов отпущенной и потребленной электроэнергии за интервалы времени.
- Передача данных о потребленной электрической энергии в биллинговые системы.
- ПО АИИС КУЭ на базе КТС «МИКРОН» использует СУБД MS SQL и может поддерживать до нескольких сотен точек учета.

2.3 Архитектура построения АИИС КУЭ

АСКУЭ предприятий промышленности



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.17.ТД		Лист
								15
								771

РАЗДЕЛ 3. ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ФУНКЦИЙ

Характеристика функциональной структуры АИИС КУЭ

В состав АИИС КУЭ входят следующие уровни:

- ИИК;
- ИВКЭ;
- ИВК – в данном проекте не рассматривается.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- Многотарифный учет трехфазной активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направления (в том числе с учетом потерь);
- Не тарифицированный пофазный учет (раздельно по каждой фазе сети) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления;
- Ведение двух четырехканальных массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь);
- Фиксация максимумов мощности;
- Измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- Ведение журналов событий.

Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- Сбор и хранение показаний счетчиков электроэнергии.
- Синхронизация времени приборов учета.
- Запись тарифного расписания.
- Конфигурирование контроллера.
- Дистанционное ограничение нагрузки.
- Передача данных на верхний канал АИИС КУЭ по каналу GSM.

Более подробная информация указана в разделе 5 настоящего технического проекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист	
							16	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		772	

РАЗДЕЛ 4. ОПИСАНИЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

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

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

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

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

1) документов:

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

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

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

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

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее.

Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ изображена на рисунке 4.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.03СК.17.ТД		Лист 17 773

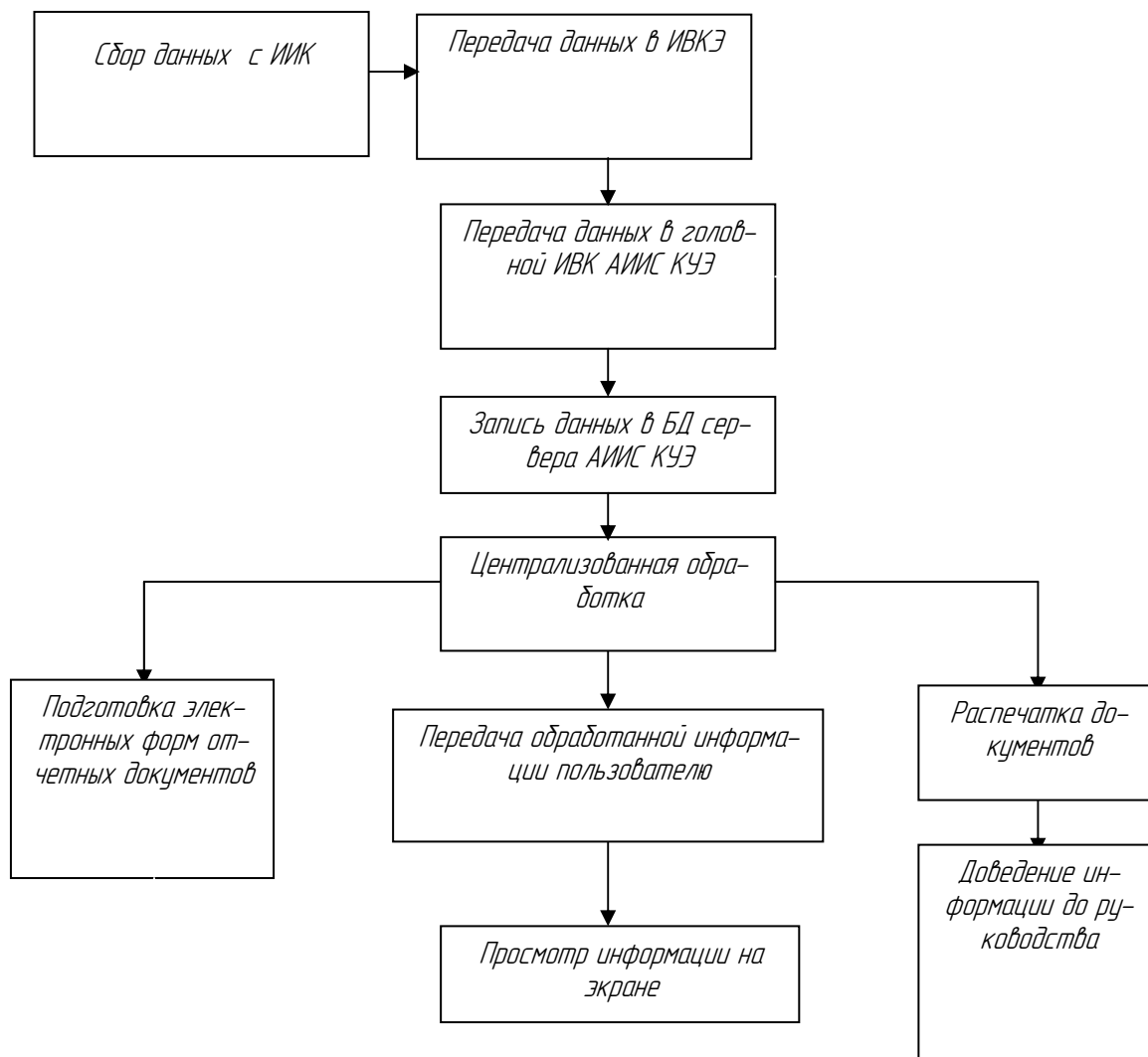


Рисунок 4.2. Технологический процесс сбора и обработки данных.

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

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

4.4 Организация внемашиной информации

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

- нормативную документацию (информацию, регламентирующую заявленные характеристики системы);

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЭТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД	Лист
							19
							775

- эксплуатационную документацию (руководство по эксплуатации и формуляр);
- проектную документацию, необходимую для создания и ввода в действие системы.

Список документов, использованных при разработке данного проекта, приведен в разделе 1.

Руководство пользователя приведено в Руководстве по эксплуатации.

Должностные инструкции разрабатываются на стадии опытно — промышленной эксплуатации.

Проектная документация формируется окончательно на стадии опытно — промышленной эксплуатации и включает в себя данный проект, исправления и дополнения к нему.

4.5 Организация внутримашинной информации

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД	Лист	
							20	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		776	

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.05МК.

Классы точности счетчиков не хуже 0,5S.

Счетчик предназначен для измерения и учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Электросчетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, а также осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных потоках.

Счетчик электроэнергии предназначен для работы автономно или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Счетчик электроэнергии соответствуют ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. Декларация о соответствии ТС № RU Д-РУ.АГ78.В.11577.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

- Два равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи: RS-485 и оптопорт.
- Дополнительные интерфейсные модули: GSM, PLC, Ethernet, Wi-Fi, RF.
- ModBus-подобный, C3T-4TM02-совместимый протокол обмена с возможностью расширенной адресации.
- Жидкокристаллический индикатор с подсветкой.
- Два конфигурируемых изолированных испытательных выхода.
- Один конфигурируемый цифровой вход.
- Формирование сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям.
- В корпусе предусмотрено место для коммуникационного оборудования.
- Две энергонезависимые электронные пломбы и датчик магнитного поля.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

1. Тарификация и архивы учтенной энергии

Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).

Ταριφικατορ:

- четыре тарифа (Т1-Т4);
- четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);
- двенадцать сезонов (на каждый месяц года);
- дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках \square до 144;

Взам. инв. №	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА						Лист
	1. Тарификация и архивы учтенной энергии						
Подп. и дата	Электросчетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в зависимости от варианта исполнения и конфигурирования).						21 777
	Тарификатор:						
Инв. № подл.	<ul style="list-style-type: none">• четыре тарифа (Т1-Т4);• четыре типа дня (будни, суббота, воскресенье, праздник);• двенадцать сезонов (на каждый месяц года);• дискрет тарифной зоны составляет 10 минут, чередование тарифных зон в сутках □ до 144;						ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

- используется расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчик ведет архивы тарифицированной учтенной электроэнергии и нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 суток;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчики могут конфигурироваться для работы в однотарифном режиме независимо от введенного тарифного расписания.

2. Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики электроэнергии ведут два независимых массива профиля мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления), однонаправленные и комбинированные электросчетчики – один массив (имеется по 2 профиля для всех видов):

- время интегрирования от 1 до 30 минут (счетчики непосредственного включения);
- время интегрирования от 1 до 60 минут (счетчики трансформаторного включения);
- глубина хранения каждого массива 113 суток при времени интегрирования 30 минут;
- включение с номинальным напряжением.

Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

3. Регистрация максимумов мощности нагрузки

Электросчетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика электроэнергии:

- интервальных максимумов (от сброса до сброса);
- месячных максимумов (за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев).

4. Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Электросчетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования 1 секунда) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть:

- активной, реактивной и полной мощности;
- активной и реактивной мощности потерь;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									22	
									778	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД

- фазного и межфазного напряжения и напряжения прямой последовательности;
- тока;
- коэффициента мощности;
- частоты сети;
- текущего времени и даты;
- температуры внутри корпуса;
- тока нулевой последовательности;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой токов;
- коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям.

Все варианты исполнения электросчетчика, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети, могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электроэнергии по параметрам установленного отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

5. Испытательные выходы и цифровые входы

В электросчетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться для формирования:

- импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- статических сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- сигналов телеуправления;
- сигнала контроля точности часов;
- сигнал управления нагрузкой по различным программируемым критериям.

В счетчике электроэнергии функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

- как вход управления режимом поверки (только первый цифровой вход);
- как вход счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

- ограничения мощности нагрузки;
- ограничения энергии за сутки;
- ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- контроля напряжения сети;
- контроля температуры счетчика;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>нему, заднему фронту или обоим фронтам);</p> <ul style="list-style-type: none">как вход телесигнализации. <p>Электросчетчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:</p> <ul style="list-style-type: none">ограничения мощности нагрузки;ограничения энергии за сутки;ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);контроля напряжения сети;контроля температуры счетчика;							
									ИЗТ.83.2020.0ЭСК.17.ТД	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		23 779

- управления нагрузкой по расписанию.

Журналы

Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электроэнергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

Устройство индикации

Счетчик имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин, а также три кнопки управления режимами индикации.

Индикатор электросчетчика может работать в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на индикаторе учтенную активную и реактивную электроэнергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов.

Дополнительно счетчик позволяет отображать на индикаторе:

- измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в разделе «Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии»;
- версию программного обеспечения счетчика (ПО) и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Электросчетчик имеет два равноприоритетных независимых гальванически изолированных интерфейса связи – RS-485 и оптический порт.

Электросчетчик обеспечивает возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров управления функциями: программирование и перепрограммирование различных параметров.

В электросчетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом электросчетчики становятся коммутаторами, и к их интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому электросчетчику объекта.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКА

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: активной энергии	0,5 S по ГОСТ Р 52323-2005

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД			24
									780

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

реактивной энергии	1 по ГОСТ Р 52322-2005 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10) 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: трансформаторного включения непосредственного включения	0,001I _{ном} 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, электросчетчиков с U _{ном} : 3х(57,7-115)/(100-200) В 3х(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3х(46-132)/(80-230) 3х(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δP , электросчетчиков: трансформаторного включения	$\pm 0,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 0,6$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,0$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 1,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$
реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ , счетчиков: трансформаторного включения	$\pm 1,0$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5$ при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$
непосредственного включения	$\pm 2,0$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,5$ при $0,05I_{б} \leq I < 0,1I_{б}$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$ при $0,1I_{б} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист
							25
							781

полной мощности, δS	$\delta S = \delta Q$ (аналогично реактивной мощности)			
напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δU	$\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $\pm 0,9$ (у электросчетчиков непосредственного включения)			
тока, δI , электросчетчиков трансформаторного включения	$\pm 0,4$ при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{макс}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$			
непосредственного включения	$\pm 0,9$ при $I \delta \leq I \leq I_{макс}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_0}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I \delta \leq I < I \delta$			
частоты и ее усредненного значения	$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц			
мощности активных потерь, δP_n	$(2\delta I + 2\delta U)$			
мощности реактивных потерь, δQ_n	$(2\delta I + 4\delta U)$			
активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left(\delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$			
реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left(\delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$			
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сутки	$\pm 0,5$			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сутки: во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °C, менее в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °C, менее	$\pm 0,1 \pm 0,22$			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (ВА)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)

Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
Жидкокристаллический индикатор: число индицируемых разрядов цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8 0,01			
Постоянная счетчика в основном режиме (А) и режиме поверки (В), имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч) для электросчетчиков:				
3х(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3х(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			
3х(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	А=6250, В=200000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	А=1250, В=40000			
3х(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	А=250, В=8000			
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: информации, более внутренних часов, не менее	40 10 (питание от литиевой батареи)			
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов			
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная			
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность при 30 °С, % давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261 от минус 40 до плюс 60 до 90 от 70 до 106,7 (от 537 до 800)			
Межповерочный интервал, лет	12			
Средняя наработка до отказа, час	165000			
Средний срок службы, лет	30			
Время восстановления, час	2			
Масса, кг, не более	1,7			
Габаритные размеры, мм	309х170х92			

5.2 Комплекс технических средств уровня ИВКЭ

Комплект комбинированный УСД2.03/1 (далее – комплект) предназначен для опроса счетчиков электрической энергии по каналам связи RS-485, сохранения данных опроса в энергонезависимой памяти контроллера i-7188XA и выдачи этих данных по запросу программного обеспечения верхнего уровня через GSM коммуникатор на базе модема iRZ TC65 Lite с использованием каналов мобильной связи CSD и GPRS.

Для конфигурирования контроллера используется программное обеспечение "Менеджер контроллеров" (см. "Менеджер контроллеров. Руководство оператора").

Комплект соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3.8-97) и предназначен для работы в составе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

В состав комплекта входят:

- контроллер i-7188XA (A1);
- блок питания стабилизированный БПС-01 ИЛГШ.4.36234.014 (A2);
- GSM модем iRZ TC65 Lite (A3);
- антенна GSM Adactus ADA-0062 FME (WA1);
- выключатель автоматический ВА101-1P-001A-C (QF1).

Основные технические данные

- Диапазон рабочих частот – GSM 850/900/1800/1900 МГц.
- Интерфейсы: – RS-485, скорость от 300 до 115200 бит/с с битом контроля четности или без него;
- GPRS, класс 12; – CSD до 14400 бит/с.
- Электропитание: – напряжение питания от 100 до 265В; – частота сети (50 ± 2,5) Гц; – потребляемая реактивная мощность не более 25вар, потребляемая активная мощность не более 8Вт.
- Диапазон рабочих температур от минус 25 до плюс 60 °С.
- Масса не более 3 кг.
- Средний срок службы – 15 лет.

Порядок установки и меры безопасности

Монтаж и эксплуатация комплекта должны вестись в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Специалист, осуществляющий монтаж и эксплуатацию комплекта, должен иметь необходимую квалификацию, пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Подключение и отключение комплекта необходимо проводить только при отключенном напряжении сети, приняв меры против случайного включения питания.

Комплект следует подключать проводом сечением 2,5мм² в соответствии с назначением винтовых соединителей: – "N" – контакт для подключения нулевого провода низковольтной сети переменного тока; – "L" – контакт для подключения фазного провода низковольтной сети переменного тока; – "D2+" – контакт интерфейса RS-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД		Лист
											28
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			784

485 (A); – “D2–” – контакт интерфейса RS-485 (B). Контакты “N” и “L” – входы питания комплекта. Интерфейс RS-485 используется для обмена данными со счетчиками электрической энергии.

5.3 Размещение технических средств АИИС КУЭ

Учитывая, что по способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики соответствуют классу II по ГОСТ 8865–93, а по безопасности эксплуатации счетчики удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261–94, ГОСТ 26104–89 дополнительных мер по обеспечению техники безопасности при размещении счетчиков на панелях не требуется.

Приборы учета располагаются на панелях и ячейках и устанавливаются взамен существующих. Коробки испытательные и вторичные цепи — существующие. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков предусматривается в пределах 0,4 – 1,7 м. Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобства монтажа и эксплуатации.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» на панелях с устройствами ИИК после их монтажа необходимо выполнить следующие мероприятия:

- под каждым средством учета (счетчика) нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет;
- на лицевой и оборотной сторонах панелей устройств АИИС КУЭ учета электроэнергии нанести надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленных на них аппаратах — надписи или маркировка согласно схемам.

5.4 Методы защиты технических средств

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

5.5 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики ПСЧ-4 ТМ.05МК.01 относятся к группе 5 по ГОСТ 22261–94, по условиям климатического исполнения к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150–69.

В соответствии с требованиями ПУЭ все счетчики размещены в отапливаемых помещениях, где температура в зимнее время не ниже 0°C.

5.6 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ используется для коммерческих расчетов и имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты результатов измерений.

Основной целью АИИС КУЭ является получение достоверной информации о количестве перераспределенной электроэнергии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД		Лист
											29
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			785

Достоверность передаваемой информации обеспечивается всеми составными частями АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ) и каналами связи. В связи с этим к каждой из составных частей АИИС КУЭ каналам связи предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Для предотвращения несанкционированного доступа к данным учета электроэнергии при установлении сеанса связи необходимо ввести пароль доступа. Данный пароль хранится у сотрудника ПМЭС (ПС) ответственного за сбор информации коммерческого учета. Данный пароль не может быть передан третьим лицам без соответствующего распоряжения руководства. Пароли присваиваются на этапе параметрирования каналобразующей аппаратуры.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД	Лист
										30
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		786

РАЗДЕЛ 6. ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение АИИС КУЗ на базе КТС «МИКРОН»

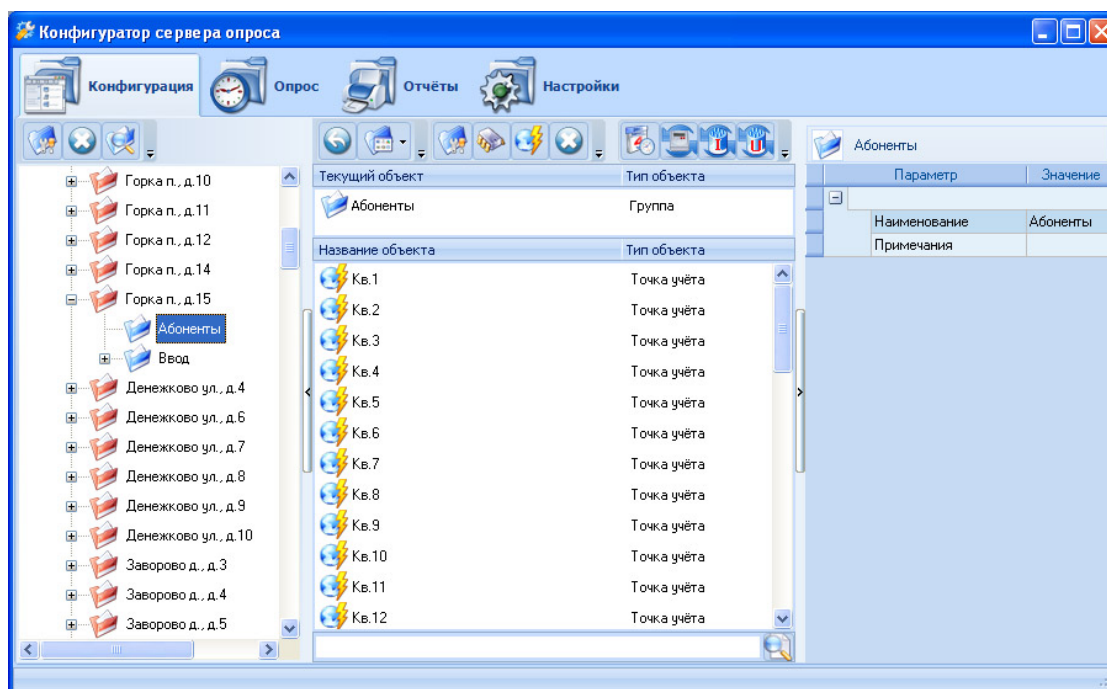
Программное обеспечение КТС «МИКРОН» построено по модульному принципу и состоит из следующих программ:

- «Сервер Опроса»;
- «Конфигуратор Сервера Опроса»;
- «Сервер Соединений»;
- «Конфигуратор Сервера Соединений».
- СУБД MS SQL Server, SQL Server Express.

Программное обеспечение КТС «МИКРОН» представлено на сайте производителя и может быть использовано в свободном доступе.

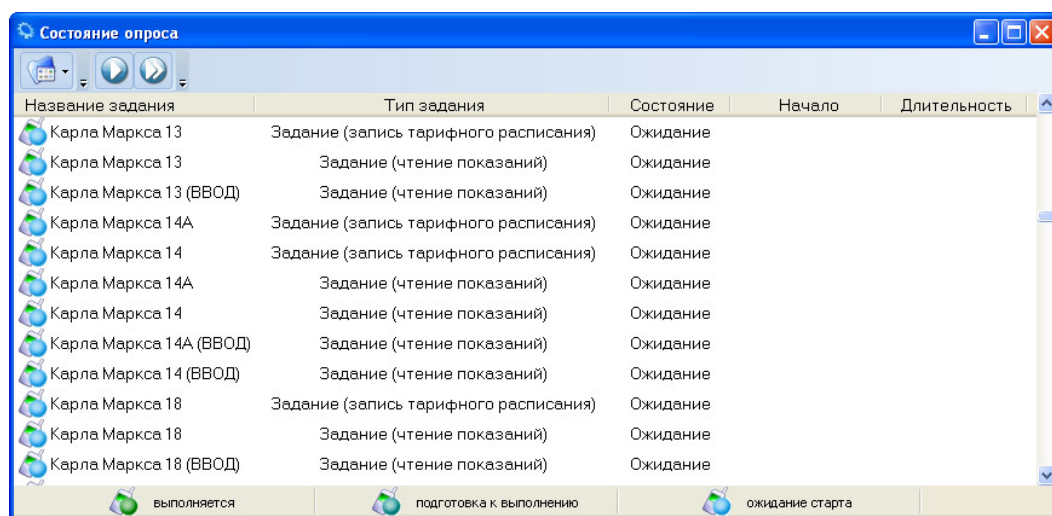
Сервер Опроса

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



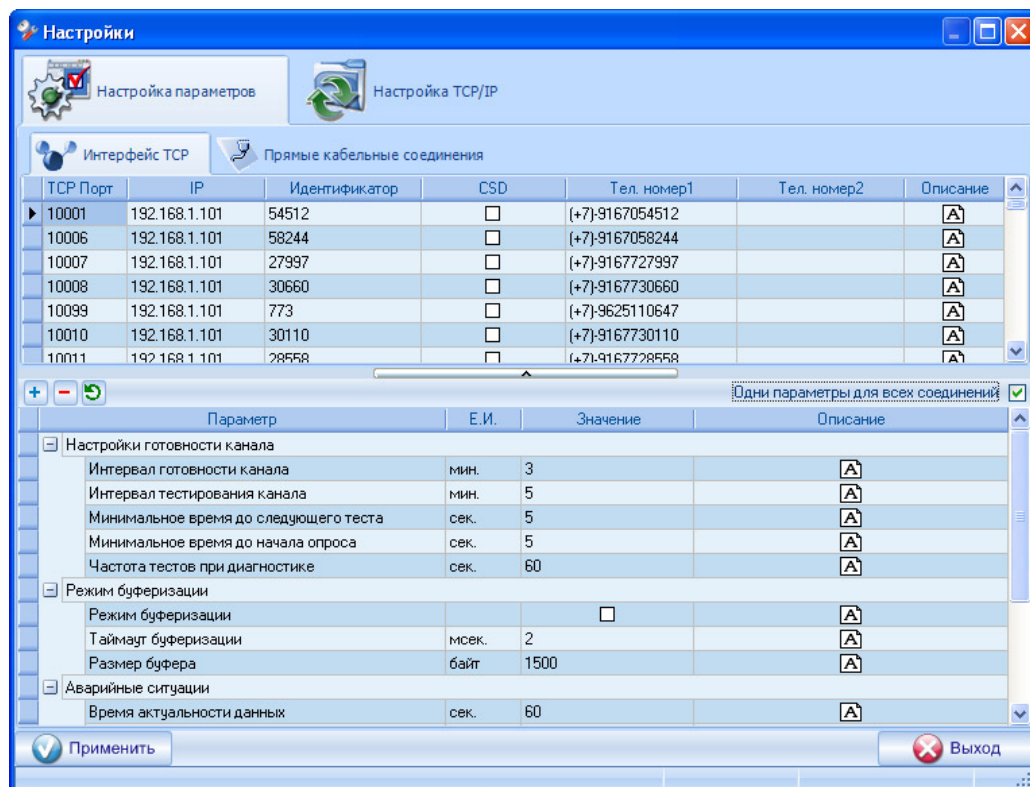
Конфигуратор Сервера Опроса

Используется для формирования конфигурации объектов энергосистемы посредством визуального интерфейса, обработки считанных показаний приборов учёта, построения отчетов по считанным данным и экспорта данных.



Сервер Соединений

Обеспечивает унификацию работы с различными каналами связи посредством протокола TCP/IP. Модуль считывает конфигурацию каналов из файла. Работа «Сервера Соединений» заключается в установке соединений с различным коммуникационным оборудованием, поддержке установленных каналов связи в соответствии с настройками и предоставлении рабочих каналов посредством стандартных интерфейсов программному обеспечению других модулей.



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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЭТ.83.2020.03СК.17.ТД

Лист

32
788

Конфигуратор Сервера Соединений

Используется для формирования конфигурации используемых каналов связи посредством визуального интерфейса. Указывается тип канала, коммуникационные параметры, интерфейс работы с каналом и т.д.

Описание	Интерфейс	Идентификатор	Обрывов	Смена состояния	Соед. по резерву	Доп. инфо.
Березняк 2	192.168.1.101:10017	58069	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 18	192.168.1.101:10018	49752	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 25	192.168.1.101:10019	30550	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 34	192.168.1.101:10020	50392	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 9	192.168.1.101:10021	31331	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Центральная 13А	192.168.1.101:10022	58047	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Хлебозаводская 29	192.168.1.101:10023	30770	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 15	192.168.1.101:10024	57916	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 11	192.168.1.101:10025	57830	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 3	192.168.1.101:10026	57763	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 20	192.168.1.101:10027	58127	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Орджоникидзе 3	192.168.1.101:10028	58197	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 5А	192.168.1.101:10029	58082	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3А	192.168.1.101:10030	58209	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 3	192.168.1.101:10031	58006	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14А	192.168.1.101:10032	29669	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 13	192.168.1.101:10033	29779	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свободы 4	192.168.1.101:10034	30220	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Свобода 7	192.168.1.101:10035	57361	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Володарского 11_19	192.168.1.101:10036	49585	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Карла Маркса 14	192.168.1.101:10037	57240	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Кирова 5	192.168.1.101:10038	56716	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 13	192.168.1.101:10039	56950	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 4	192.168.1.101:10040	56824	0	11.09.2009 10:10:21	0	
Тверская 5	192.168.1.101:10041	56637	0	11.09.2009 10:10:21	0	

Для построения отчетов используется программный модуль «Конфигуратор Сервера Опроса». Данные могут быть экспортированы в форматы согласованные с энергосбытовыми организациями.

Дата	Время	Показания
08.04.2009	14:08:35	2198.490
08.04.2009	14:08:35	1157.417
08.04.2009	14:08:35	208.093
08.04.2009	14:08:35	832.980
22.04.2009	10:38:59	2284.590
22.04.2009	10:38:59	1229.385
22.04.2009	10:38:59	222.225
22.04.2009	10:38:59	832.980
01.05.2009	00:00:00	2326.307
01.05.2009	00:00:00	1261.053
01.05.2009	00:00:00	232.354
01.05.2009	00:00:00	832.980
14.05.2009	09:40:28	2378.996
14.05.2009	09:40:28	1301.745
14.05.2009	09:40:28	244.271
14.05.2009	09:40:28	832.980
01.06.2009	00:00:00	2410.511
01.06.2009	00:00:00	1325.497
01.06.2009	00:00:00	252.034
01.06.2009	00:00:00	832.980
01.07.2009	00:00:00	2410.667
01.07.2009	00:00:00	1325.651
01.07.2009	00:00:00	252.036
01.07.2009	00:00:00	832.980

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	1	1746	2030	284
1018061051	СЗБ-1ТМ	210074166	Коммунаров пер.Б.	Устьин А.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:09	2	372	418	46

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	15136	15232	96
1018061085	СЗБ-1ТМ	210071088	Коммунаров пер.7.А	Бондарева Ирина Петровна	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	653	910	65

Лицевой счёт	Тип счётчика	№ счётчика	Адрес	Ф.И.О. абонента	Дата/время	Тариф	Показания 1	Показания 2	Расход
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	1	13146	13751	605
1018061052	СЗБ-1ТМ	210075185	Коммунаров пер.7.	БАБКИН А. В. НАГАЙЦЕВ В.М.	01.08.09 00:00 – 24.08.09 00:15	2	0	0	0

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ИЗТ.83.2020.03СК.17.ТД