Общество с ограниченной ответственностью
«Сибтэк»
(ООО «Сибтэк»)

Номер в реестре 0354 от 22.06.2018 г. СРО Союз «Проекты Сибири»

Заказчик – АО «ИЭСК»

Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 6. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ)

1-ЮЭС-2024-ИОС1.6

Том 5.1.6

Изм	№ док.	Подп.	Дата

2024

Общество с ограниченной ответственностью
«Сибтэк»
(ООО «Сибтэк»)

Номер в реестре 0354 от 22.06.2018 г. СРО Союз «Проекты Сибири»

Заказчик – АО «ИЭСК»

Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах инженерно-технического обеспечения

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 6. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ)

1-ЮЭС-2024-ИОС1.6

Том 5.1.6

Генеральный директор **В. В. Казаков**

Главный инженер проекта **С. А. Иванов**

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

Изм	№ док.	Подп.	Дата

2024

Обозначение	Наименование	Стр.	Прим.
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-С	**Содержание**	2	
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ТЧ	Текстовая часть		

1. Общие положения 8
1.1 Назначение и цели создания АИИС КУЭ ПС 8
1.2 Характеристика объекта автоматизации 9
2. Основные технические решения 11
2.1 Организация учета электроэнергии 11
2.1.1 Основные функции АИИС КУЭ 11
2.1.2 Описание проектных решений 11
2.2 Обоснование выбора измерительных ТТ, ТН и их вторичных цепей 13
2.2.1 Методика выбора и проверки измерительных трансформаторов тока 13
2.2.2 Определение сечения проводов токовых цепей 14
2.2.3 Определение загруженности присоединений по коэффициенту трансформации трансформаторов тока 22
2.2.4 Обоснование применения трансформаторов тока 26
2.2.5 Методика выбора и проверки трансформаторов напряжения 32
2.2.6 Определение потерь напряжения в линии ТН - счетчик 32
2.3 Решения по структуре функционирования системы 37
2.4 Средства и способы связи для информационного обмена между компонентами системы 47
2.4.1 Организация каналов связи между ИИК и ИВКЭ 47
2.4.2 Организация каналов связи между ИВКЭ и ИВК 47

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата
Разработал		Жукова			20.10.25
Нач. отд.		Качаев			20.10.25
Н. контр.		Загоскина			20.10.25
ГИП		Иванов			20.10.25

1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-С

Содержание

Стадия	Лист	Листов
П	1	6

СИБТЭК

Обозначение	Наименование	Стр.	Прим.

2.5 Режимы функционирования и диагностирование работы системы 48
2.6 Решения по мониторингу и диагностированию работы системы 49
2.7 Размещение технических средств АИИС КУЭ 49
2.8 Решения по защите применяемых компонентов АИИС КУЭ 51
2.9 Решения по электропитанию компонентов АИИС КУЭ 53
2.10 Решения по организации эксплуатации оборудования АИИС КУЭ 53
2.10.1 Основные решения по эксплуатации 53
2.10.2 Основные решения по монтажным работам 54
2.10.3 Мероприятия по приемке АИИС КУЭ в эксплуатацию 55
2.10.4 Создание необходимых подразделений и рабочих мест, обучение и проверка квалификации персонала 55
3. Техническое обеспечение АИИС КУЭ ПС 56
3.1 Основные решения по измерительным трансформаторам тока, трансформаторам напряжения и их вторичным цепям 56
3.2 Основные решения по выбору счетчиков электрической энергии 57
3.3 Решения по организации обеспечения единого времени 59
4. Решения по видам обеспечения 60
4.1 Решения по метрологическому обеспечению АИИС КУЭ 60
4.1.1 Методика расчета погрешности 62
4.1.2 Определение погрешности трансформатора тока 62
4.1.3 Определение погрешности трансформатора напряжения 63
4.1.4 Расчёт погрешности трансформаторной схемы подключения счётчика 63

Обозначение	Наименование	Стр.	Прим.

4.1.5 Расчёт погрешности потерь напряжения 64
4.1.6 Расчёт основной погрешности счётчика 64
4.1.7 Расчёт дополнительных погрешностей счётчика 65
4.1.8 Дополнительная погрешность счётчика от изменения напряжения 66
4.1.9 Дополнительная погрешность счётчика от изменения частоты 66
4.1.10 Дополнительная погрешность счётчика от внешнего магнитного поля 67
4.1.11 Дополнительная погрешность счётчика от изменения температуры 67
4.1.12 Расчёт погрешности измерения времени 68
4.1.13 Расчеты 69
4.1.14 Контроль точности результатов измерений 73
4.2 Решения по программному обеспечению 73
4.2.1 Программное обеспечение счётчиков 74
4.2.2 Программное обеспечение УСПД 75
4.2.3 Установка и настройка программного обеспечения 75
4.2.4 Требования к параметрированию счетчиков 76
4.2.5 Требования к параметрированию УСПД и сервера БД 76
4.3 Решения по информационному обеспечению 77
4.4 Организация сбора и передачи информации 77
4.4.1 Логическая структура подсистемы сбора и передачи информации 77
4.4.2 Физическая структура подсистемы сбора и передачи информации 77
5. Проектная оценка надежности 79
5.1 Общие положения 79
5.2 Общие аспекты надежности 79
5.2.1 Механическая конструкция и электрическая компоновка 79
5.2.2 Подавление электрических помех 79
5.2.3 Компоненты системы 80
5.2.4 Проверка электронных блоков 80

Обозначение	Наименование	Стр.	Прим.

5.2.5 Программное обеспечение 80
5.2.6 Документация 80
5.2.7 Функции диагностики и наблюдения 80
5.2.8 Резервирование 81
5.3 Описание основных показателей надежности и методика расчета 81
5.3.1 Интенсивность отказов (λ) 81
5.3.2 Общая интенсивность отказов компонента системы ($\lambda комп$) 81
5.3.3 Среднее время наработки компонента системы до отказа (To) 81
5.3.4 Среднее время восстановления компонента системы ($Тв$) 81
5.3.5 Коэффициент готовности ($Кг$) 81
5.3.6 Суммарная интенсивность отказов Системы ($\lambda_{АИИС}$) 82
5.3.7 Среднее время наработки системы до отказа ($To_{АИИС}$) 82
5.4 Расчет показателей надежности 83
5.4.1 Цели и задачи расчета надежности 83
5.4.2 Требования к надежности 83
5.4.3 Идентификация системы 83
5.4.4 Классификация системы 84
5.4.5 Исходные данные для расчетов и анализ структурной схемы 86
5.4.6 Проверка выполнимости требований по надежности к элементам системы 86
5.4.7 Расчет интенсивности отказов компонентов системы 87
5.4.8 Расчет показателей надежности системы 88
5.5 Заявленные показатели надежности системы 89
5.6 Расчет комплекта ЗИП 90
5.6.1 Пополняемый комплект ЗИП 90
5.6.2 Годовой комплект ЗИП 90
5.6.3 Состав комплекта ЗИП 91
5.7 Выводы 92
6. Состав и содержание работ по созданию АИИС КУЭ ПС 93

Обозначение	Наименование	Стр.	Прим.

7. Эксплуатация АИИС КУЭ ПС 95
8. Требования к проведению опытной эксплуатации 96
9. Правила приемки работ и виды испытаний 97
10. Источники разработки 98
Перечень принятых сокращений 99
Приложение А 100

	Графическая часть	
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ, л. 1	Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Мельниково до реконструкции	
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ, л. 2	Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Мельниково. 1 пусковой комплекс 1-я очередь	
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ, л. 3	Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Мельниково. 1 пусковой комплекс 2-я очередь	
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ, л. 4	Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Мельниково. 2 пусковой комплекс 1-я очередь	
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ, л. 5	Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Мельниково. 2 пусковой комплекс 2-я очередь	
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ, л. 6	Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Мельниково. 2 пусковой комплекс 3-я очередь	
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ, л. 7	Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Мельниково. 3 пусковой комплекс	
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ, л. 8	Структурная схема АИИС КУЭ. 1 пусковой комплекс 2-я очередь	
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ, л. 9	Структурная схема АИИС КУЭ. 2 пусковой комплекс 2-я очередь	
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ, л. 10	Структурная схема АИИС КУЭ. 2 пусковой комплекс 3-я очередь	
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ, л. 11	Перечень точек измерений электрической энергии АИИС КУЭ. 1 пусковой комплекс 2-я очередь	
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ, л. 12.1, л. 12.2	Перечень точек измерений электрической энергии АИИС КУЭ. 2 пусковой комплекс 2-я очередь	

Обозначение	Наименование	Стр.	Прим.
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ, л. 13.1, л. 13.2	Перечень точек измерений электрической энергии АИИС КУЭ. 2 пусковой комплекс 3-я очередь		
1-ЮЭС-2024-ИОС1.6.СО-ГЧ, л. 1 - 3	Спецификация оборудования, изделий и материалов		

1. Общие положения

1.1 Назначение и цели создания АИИС КУЭ ПС

Полное наименование проектируемой автоматизированной системы - автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии на ПС 110 кВ Мельниково (сокращенное наименование системы – АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково).

Целью реконструкции АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково является повышение эффективности функционирования ПС:

- снижение числа аварийных ситуаций и отклонений режимных параметров от плановых (допустимых) в работе ПС за счет мониторинга параметров энергопотребления, состояния схемы электроснабжения, контроля качества электроэнергии и управления энергопотреблением объектов;

Назначение:

- автоматизация процессов учета электроэнергии и планирования электропотребления;
- автоматизация оперативно-диспетчерского управления электроснабжением и контроля качества электроэнергии;
- поддержка принятия решений по оптимизации состава режимов работы и планирования ремонтов электрооборудования на основе анализа накопленных данных о параметрах режима и энергопотреблении и оценки состояния электрооборудования.

Для обеспечения достоверных данных АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково система оборудована в таком объеме точек учета, который позволяет контролировать оперативный баланс отпускаемой по всем отходящим фидерам электроэнергии.

Основными задачами АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково являются:

- учет потребления электрической энергии;
- расчет и анализ допустимых и фактических небалансов, локализация технических потерь электроэнергии;
- оперативный анализ балансов и режимов потребления мощности и электроэнергии.

Проектные решения по реконструкции АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково соответствуют действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности. Структура Системы и используемый для её модернизации программно-технический комплекс соответствует:

- требованиям Правительства РФ от 04.05.2012г. №442;
- Требованиям АО «ИЭСК» к АИИС КУЭ;
- Типовой инструкции по учёту электроэнергии при её производстве, передаче и распределении (РД153-34.09.101-94);
- Приказу Минэнерго России от 15.01.2024 №6 «Об утверждении Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (Зарегистрировано в Минюсте России 01.07.2024 №78714).

Реконструкция АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково выполняется в рамках двух пусковых комплексов.

1.2 Характеристика объекта автоматизации

Место расположения ПС: РФ, Иркутская область, г. Иркутск.

Номинальные напряжения ПС: 110, 10, 6 кВ.

Конструктивное исполнение: РУ 110 кВ – Мостик с отделителями в цепях трансформаторов (схема 5АН с ОД/КЗ без ремонтной перемычки со стороны трансформаторов); КРУН-10 – одна секционированная система шин (10-1); КРУН-6 – одна секционированная система шин (6-1).

Количество ЛЭП, подключаемых к ПС: 110 кВ – 2 шт; 10 кВ – 29 шт.; 6 кВ – 14 шт.

Вид обслуживания: существующие выездные бригады.

АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково является автоматизированной системой учета с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, а также взаимодействующая и интегрированная с ИВК – сервер АСКУЭ АО «ИЭСК».

Объектами сбора первичной учетной информации в пределах реконструкции (трансформаторы Т-3, Т-4) являются многофункциональные счётчики электроэнергии:

- Альфа А1805 класса точности 0,5S/1,0 – 3 шт. для присоединений 110 кВ, установленные на Панели учета в ОПУ;
- класса точности 0,5S/1,0 для присоединений 10, 6 кВ, установленные на дверях релейных шкафов ячеек КРУН-10 кВ, КРУН-6 кВ .

Сбор информации осуществляет УСПД RTU-325L, установленное в шкафу УСПД в ОПУ. Подключение счётчиков к УСПД осуществляется по шине интерфейса RS-485.

Собранные данные передаются с использованием аппаратуры связи на сервер АСКУЭ АО «ИЭСК» (ИВК) и другим смежным субъектам.

Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково проводится при выделение следующих пусковых комплексов:

<u>Первый пусковой комплекс:</u>

- замена оборудования 3СШ 110 кВ (демонтаж: ЛР-2-110 ГЭС; ТН-3-110, ТР-110 Т-3, ОД-110 Т-3, КЗ-110 Т-3, ОПН 110 Т-3; монтаж: ЛР-2-110 ГЭС, ШР 110 Т-3, ТТ-110 Т-3, В-110 Т-3, ОПН 110 Т-3, ЗОН-110 Т-3, СР-3-110 (оставить опорные изоляторы для временного ЛР-2-11 О ГЭС).
- устройство временного ЛР-2-110 ГЭС, в схеме использовать опорные изоляторы 110 кВ существующего СР-3-110;
- замена трансформатора Т-3 на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА;
- реконструкция защит Т-3;
- перевод нагрузки 3СШ 6 кВ на другие центры питания;
- установка токоограничивающего реактора 6/10 кВ Т-3;
- замена ТТ 10 кВ на вводе В-10 Т-3, перемонтаж вторичных цепей В-10 Т-3;
- монтаж ШМ-6/10 кВ от Т-3 до реакторов 6/10 кВ Т-3;
- монтаж временного ШМ-10 Т-3 от ректоров 10 кВ Т-3 до старого КРУН-10 кВ.

<u>Второй пусковой комплекс:</u>

- демонтаж КРУН 6 кВ (3СШ 6 кВ и 4 СШ 6 кВ);
- установка блочно-модульного здания (БМЗ) с ячейками КРУ 6/10 кВ;
- монтаж ШМ-6/10 кВ от Т-3 от реакторов 6/10 кВ Т-3 до КРУ-6/10 кВ;
- переустройство заходов существующих кабельных линий (КЛ) 6 и 10 кВ и присоединение к секциям шин нового КРУ 6/10 кВ;
- демонтаж КРУН 10 кВ (3СШ 10 кВ и 4СШ 10 кВ);
- демонтаж временного ЛР-2-110 ГЭС, опорных изоляторов 110 кВ СР-3-110;
- монтаж новых СР-3-110, ТН-3-110;
- замена оборудования 4СШ 110 кВ (демонтаж: ЛР-2-110 Максимовская, СР-4-110, ТН-4-110 ОД-110 Т-4, КЗ-110 Т-4, ОПН-110 Т-4, СВ-110; монтаж: ЛР-2-110 Максимовская, СР-4-110, ТН-4 110, ШР- 110 Т-4, ТТ-110 Т-4, В 110 Т-4, ЗОН-110

Т-4, СВ-110).

- замена трансформатора Т-4 на трансформатор 110/ 10/6 кВ мощностью 63 МВА;
- демонтаж существующего дугогасящего реактора 6 кВ ДГР-4-6;
- демонтаж существующего трансформатора собственных нужд ТСН-5;
- замена ТСН-3, ТСН-4;
- реконструкция защит Т-4, СН-0,4 кВ, ЩПТ, ЦС, ТМ и связи;
- демонтаж кирпичного старого здания ОПУ;
- установка токоограничивающего реактора 6/1О кВ Т-4;
- монтаж ШМ-6/10 кВ от Т-4 до реакторов 6/10 кВ Т-4 и до КРУ-6/10 кВ.

Третий пусковой комплекс:

- монтаж кабельных наземных ж/б лотков для прокладки кабеля до ДГР-3-10, ДГР-4-10, ДГР-3-6, ДГР-4-6 (установлены по титулу «Модернизация ПС 110 кВ Мельниково в части компенсации емкостных токов (установка ДГР - 4 шт.)»);
- прокладка кабеля до ДГР-3-10, ДГР-4-10, ДГР-3-6, ДГР-4-6, подключение.

Модернизация АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково по данному титулу предполагает выделение следующих пусковых комплексов и очередей:

- 1 пусковой комплекс 2-я очередь – подключение цепей измерения от заменяемых и вновь устанавливаемых трансформаторов тока ТТ-110 Т-3 и ТТ 10 кВ на вводе В-10 Т-3 к существующему счетчику электроэнергии PIK3, установленному в шкафу учета в ОПУ и к существующему счетчику в ячейке ввода 10 кВ В-10 Т-3;
- 2 пусковой комплекс 2-я очередь – установка и подключение к трансформатору Т-3 вновь устанавливаемого блочно-модульного здания (БМЗ) с ячейками КРУ 6/10 кВ, установка и подключение ТСН-3;
- 2 пусковой комплекс 3-я очередь – подключение цепей измерения от заменяемых и вновь устанавливаемых трансформаторов тока ТТ-110 Т-4 и ТТ 110 кВ СВ-110 к существующим счетчикам электроэнергии PIK4 и PIK5, установленных в шкафу учета в ОПУ и подключение к трансформатору Т-4 вновь устанавливаемого блочно-модульного здания (БМЗ) с ячейками КРУ 6/10 кВ, установка и подключение ТСН-4.

Средства измерений, используемые при модернизации АИИС КУЭ, имеют сертификаты об утверждении типа, отметки в формулярах о приемке на предприятии-изготовителе и действующие свидетельства о поверке, интегрируются в АИИС КУЭ АО «ИЭСК».

В проекте используются существующее оборудование ИВКЭ – Шкаф УСПД в составе УСПД, УССВ, коммутатора Ethernet, преобразователей интерфейсов RS-485/Ethernet.

В проекте предусматривается использование существующих счетчиков для присоединений 110 кВ, установленных на Панели учета в ОПУ.

Связь с информационно-вычислительным комплексом (ИВК) АСКУЭ АО «ИЭСК» осуществляется по основному и резервному каналам связи, организованным посредством ВОЛС.

Для создания проектной документации на реконструкцию АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково послужили:

- Задание «Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)»;
- Изменение № 2 к заданию на разработку проектной и рабочей документации «Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)».

2. Основные технические решения

2.1 Организация учета электроэнергии

2.1.1 Основные функции АИИС КУЭ

Основные функции, выполняемые АИИС КУЭ:
- выполнение измерений 60-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (60 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных;
- обеспечение ежесуточного резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны ИВК в соответствии с процедурой контрольного доступа и форматом запроса данных;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне в объеме, установленном настоящим документом;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

2.1.2 Описание проектных решений

Автоматизированная система измерения электроэнергии уровня подстанции представляет собой распределённую 2-х уровневую информационно-измерительную систему, состоящую:

1-й уровень – ИИК (измерительно-информационный комплекс точек измерения)

- первичные преобразователи - измерительные трансформаторы тока и напряжения;

- первичные средства учёта - многофункциональные счётчики электроэнергии с двумя цифровыми интерфейсами;

- вторичные цепи между измерительными трансформаторами и счётчиками электроэнергии.

2-й уровень – ИВКЭ (измерительно-вычислительных комплексов электроустановок)
- Панель учета с устройством сбора и передачи данных (УСПД);
- система приема-передачи данных (оборудование ЛВС АИИС КУЭ, кабельная инфраструктура);
- система обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ должна обеспечивать синхронизацию времени в АИИС КУЭ ПС.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) сформирована на всех уровнях иерархии и привязана к единому календарному времени.

На ПС СОЕВ включает в себя приемник сигналов точного времени, счетчики электроэнергии, УСПД и стандартное программное обеспечение, реализующее алгоритм синхронизации времени в АИИС КУЭ с заданным диапазоном погрешности.

3-й уровень – ИВК (информационно-вычислительный комплекс)
- сервер АСКУЭ АО «ИЭСК».

2-й и 3-й уровень не входят в объем проектирования по данному титулу.

Все технические средства, входящие в состав АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково, имеют соответствующие сертификаты утверждения типа средств измерений и сертификаты, подтверждающие соответствие АИИС КУЭ всем требованиям нормативных документов, предъявляемым к организации учета электроэнергии АО «ИЭСК».

К техническим средствам проектируемой АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково относятся:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также их вторичные цепи;
- счетчики электрической энергии с соответствующим программным обеспечением (ПО);
- шкафы коммутации с оборудованием ЛВС.

Перечень проектируемого оборудования при реконструкции АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково приведён в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень проектируемого оборудования АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково

Наименование	Кол.	Примечание
Шкаф коммутации в составе:	2	
Коммутатор Ethernet	1	
Преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet	1	
Кросс оптический	1	
Оборудование		
Счетчик электрической энергии многофункциональный, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя интерфейсами RS-485	64	Класс точности – 0,5S/1,0
Коробка испытательная (на каждый счетчик)	64	
Разветвитель интерфейса RS-485	64	
ЗИП**	**	

Примечания:

** - состав ЗИП определяется на этапе «Р» в соответствии с техническими требованиями по надежности.

Размещение проектируемого оборудования АИИС КУЭ (шкафы коммутации, счетчики электроэнергии) предусматриваются в ячейках КРУ-10 кВ, КРУ-6 кВ.

Структурные схемы модернизации АИИС КУЭ 1 и 2 очереди приведены на чертежах 1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ, л. 8 - 10.

2.2 Обоснование выбора измерительных ТТ, ТН и их вторичных цепей

2.2.1 Методика выбора и проверки измерительных трансформаторов тока

ТТ выбирают по номинальным напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при К.З.

Номинальный первичный ток выбирается с учетом параметров основного оборудования, его перегрузочной способности и токов рабочего и форсированного режима линий, в которые включается ТТ.

Допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5% (п.1.5.17 ПУЭ). При применении трансформаторов тока и счетчиков с расширенным диапазоном измерений (класс S) минимальная рабочая нагрузка должна быть не менее 1%.

Согласно ГОСТ 7746-2015 не допускается как перегрузка, так и недогрузка измерительных трансформаторов тока во всех эксплуатационных режимах. Нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока должны находиться в пределах 25 - 100% от номинального значения вторичной нагрузки.

Согласно ГОСТ 7746-2015 номинальная вторичная нагрузка Z_{2H} (полное сопротивление внешней вторичной цепи трансформатора тока) должна быть активно-индуктивной и иметь коэффициент мощности cosφ не менее 0,8, при котором гарантируются класс точности трансформатора тока.

Выбранные ТТ проверяют на точность работы, сопоставляя расчетную нагрузку Z_2 с номинальным значением вторичной нагрузки Z_{2H} (Z_2 должна быть в пределах 25-100% от Z_{2H}).

При экспериментальном определении нагрузка трансформаторов тока рассчитывается для фазы, наиболее загруженной в расчетных условиях, по формуле:

$$Z_н = U_{TT} / I_2,$$

где U_{TT} - напряжение на выводах вторичной обмотки трансформатора тока при токе в его вторичной обмотке I_2.

Методы расчета допустимой нагрузки ТТ пригодны для установившегося режима. В переходном режиме вследствие влияния апериодической составляющей тока К.З. резко увеличивается намагничивающий ток и полная погрешность ТТ доходит до 70-80%.

Нагрузка ТТ складывается из следующих элементов:

- сопротивления проводов и кабелей;
- сопротивление измерительных приборов, включенных в цепь трансформатора тока;
- переходного сопротивления в контактных соединениях.

При расчетном определении нагрузки вторичных цепей ТТ используются следующие параметры:

1. Характеристики кабелей в цепях измерения:

- тип;
- сечение S (мм2);
- удельное сопротивление ρ (Ом*мм²)/м (0,0175 и 0,0286 для Cu и Al соответственно);
- длина l (м).

2. Сопротивление проводов и кабелей в зависимости от схемы соединения трансформаторов тока рассчитывается по формуле (учитывается коэффициент схемы):

- включение электросчетчика и приборов три фазы по схеме звезды:

$$R_{\text{каб.}} = \frac{l\rho}{S}, \text{Ом};$$

3. Сопротивление приборов, Ом, определяется из каталога на соответствующую аппаратуру непосредственно или пересчетом по имеющимся в каталоге данным о потребляемой мощности и токе по формуле:

$$R_{\text{приб.}} = \frac{S_{приб.}}{I^2_{\text{втор.ТТ}}}, \text{Ом}$$

где $S_{приб.}$ - мощность, В·А, потребляемая приборами при токе $I^2_{\text{втор.ТТ}}$, А, для максимально загруженной фазы.

Примечания:

При расчете внешней нагрузки трансформатора тока для упрощения принимается, что все полные сопротивления приборов имеют одинаковые углы, т.е. могут складываться арифметически. Указанное допущение приемлемо, поскольку вносимая этим ошибка невелика и идет в сторону дополнительного запаса.

4. Расчетное переходное сопротивление контактов: $R_{перех}$ = 0,1 Ом;

5. Полная внешняя нагрузка на ТТ, приведенная к клеммным выводам вторичной обмотки ТТ рассчитывается по формуле:

$$Z_{полн} = Z_2 = R_{пр} + R_{приб} + R_{перех}; \text{ Ом};$$

$$Z_{ном} \geq Z_{полн} \geq 0{,}25\ Z_{ном}$$

6. Проверяется наименьшее допустимое сечение проводов по условию погрешности, мм^2:

$$S = \rho \frac{l}{R_{\text{каб.}}}$$

7. Проверяется наименьшее допустимое сечение проводов по условию механической прочности:

- для медных проводов не менее 2,5 мм2.

2.2.2 Определение сечения проводов токовых цепей

Сечения проводов токовых цепей (от трансформатора тока до счетчика) для трёх трансформаторной схемы включения счётчика рассчитывается по следующей формуле:

$$S = \rho \frac{l}{R_{\text{каб.}}} \quad (1)$$

где l - длина соединительных проводов, м;
ρ - удельное электрическое сопротивление материала провода, Ом×мм^2/м;

Для кабеля с медными жилами ρ = 0,0175 Ом×мм^2/м.

$R_{каб.}$ - сопротивление проводника (Ом), рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{каб} = \frac{S_{ном}}{I_{2н}^2} - (\Sigma R_{приб} + R_{конт.}); \quad (2)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора тока;
$I^2_{2н}$ - номинальный вторичный ток, А;
$R_{конт.}$ - сопротивление контактов соединительных проводов, Ом;
$R_{приб}$ - сопротивление приборов включенных в измерительную цепь, Ом.
Сопротивление приборов $R_{приб}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2};$$

где $S_{приб}$ - потребляемая мощность прибора, ВА;
$I^2_{2н}$ - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, А.

Таблица 2.1 - Исходные данные для расчета для 1 пускового комплекса 2-й очереди

№ ИИК	Канал учета	Характеристики вторичных цепей			Тип ТТ	Номинальная нагрузка вторичной обмотки ТТ		Тип приборов во вторичных цепях ТТ	Номинальная нагрузка приборов во вторичных цепях, Ом
		Тип кабеля	Сечение, мм^2	Длина кабеля, м		ВА	Ом		
3	ОРУ-110 кВ. Ввод Т-3	медь	4,0	95	**ТОГФ-110.III**	15	0,6	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	0,00012
56	КРУН-10 кВ. Яч. 12 В-10 Т-3	медь	2,5	5	**ТОЛ-НТЗ-10**	10	0,4	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	0,00012

Таблица 2.2 - Исходные данные для расчета для 2 пускового комплекса 2-й очереди

№ ИИК	Канал учета	Характеристики вторичных цепей			Тип ТТ	Номинальная нагрузка вторичной обмотки ТТ		Тип приборов во вторичных цепях ТТ	Номинальная нагрузка приборов во вторичных цепях, Ом
		Тип кабеля	Сечение, мм^2	Длина кабеля, м		ВА	Ом		
5	ОРУ-110 кВ. СВ-110	медь	2,5	55	**ТОГФ-110.III**	15	0,6	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	0,00012
6	КРУ-10 кВ. Яч. 103. ТДГР-3-10	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
7	КРУ-10 кВ. Яч. 104. ТП-229	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
8	КРУ-10 кВ. Яч. 105. ТП-3574	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
9	КРУ-10 кВ. Яч. 106. ТП-1655	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
10	КРУ-10 кВ. Яч. 107. ТП-2038п	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
11	КРУ-10 кВ. Яч. 108. ТП-2211п	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
12	КРУ-10 кВ. Яч. 109. РП-34 «А»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
13	КРУ-10 кВ. Яч. 110 РП-72п «А»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
14	КРУ-10 кВ. Яч. 111 Ввод Т-3	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
15	КРУ-10 кВ. Яч. 112. ТП-1351А	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
16	КРУ-10 кВ. Яч. 113. РП-49 «А»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
17	КРУ-10 кВ. Яч. 114. ТП-2462А	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
18	КРУ-10 кВ. Яч. 115. ТП-2050А	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
19	КРУ-10 кВ. Яч. 116. ТП-5623п	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
20	КРУ-10 кВ. Яч. 117. РП-81 «А»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
21	КРУ-10 кВ. Яч. 118. ТП-4355	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
22	КРУ-10 кВ. Яч. 119. РП-25 «А»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
23	КРУ-10 кВ. Яч. 120. ОЛ/Резерв	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
24	КРУ-10 кВ. Яч. 121. ОЛ/Резерв	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
43	КРУ-6 кВ. Яч. 303. Ввод Т-3	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
44	КРУ-6 кВ. Яч. 304. ТДГР-3-6	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
45	КРУ-6 кВ. Яч. 305. ИЗРВ	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
46	КРУ-6 кВ. Яч. 306. РП-27А	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004

№ ИИК	Канал учета	Характеристики вторичных цепей			Тип ТТ	Номинальная нагрузка вторичной обмотки ТТ		Тип приборов во вторичных цепях ТТ	Номинальная нагрузка приборов во вторичных цепях, Ом
		Тип кабеля	Сечение, мм^2	Длина кабеля, м		ВА	Ом		
47	КРУ-6 кВ. Яч. 307. Мазутохозяйство	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
48	КРУ-6 кВ. Яч. 308. МЖК «Д»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
49	КРУ-6 кВ. Яч. 309. ТП-1620п	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
50	КРУ-6 кВ. Яч. 310. ТСН-3	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
51	КРУ-6 кВ. Яч. 311. КНС-24Б	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
52	КРУ-6 кВ. Яч. 312. ОЛ/Резерв	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
53	КРУ-6 кВ. Яч. 313. ОЛ/Резерв	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
76	ТСН-3 0,4 кВ	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004

Таблица 2.3 - Исходные данные для расчета для 2 пускового комплекса 3-й очереди

№ ИИК	Канал учета	Характеристики вторичных цепей			Тип ТТ	Номинальная нагрузка вторичной обмотки ТТ		Тип приборов во вторичных цепях ТТ	Номинальная нагрузка приборов во вторичных цепях, Ом
		Тип кабеля	Сечение, мм^2	Длина кабеля, м		ВА	Ом		
4	ОРУ-110 кВ. Ввод Т-4	медь	2,5	55	**ТОГФ-110.III**	15	0,6	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	0,00012
25	КРУ-10 кВ. Яч. 201 СВ 43	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
26	КРУ-10 кВ. Яч. 203. ТДГР-4-10	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
27	КРУ-10 кВ. Яч. 204. ТП-3677п	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
28	КРУ-10 кВ. Яч. 205. ТП-2050 «Б»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
29	КРУ-10 кВ. Яч. 206. ТП-3318	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
30	КРУ-10 кВ. Яч. 207. Ввод Т-4	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
31	КРУ-10 кВ. Яч. 208. ТП-3899п	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
32	КРУ-10 кВ. Яч. 209 ТП-1351Б	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
33	КРУ-10 кВ. Яч. 210. РП-49 «Б»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
34	КРУ-10 кВ. Яч. 211 РП-72п «Б»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
35	КРУ-10 кВ. Яч. 212. ТП-2462Б	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
36	КРУ-10 кВ. Яч. 213. ТП-2978п	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004

№ ИИК	Канал учета	Характеристики вторичных цепей			Тип ТТ	Номинальная нагрузка вторичной обмотки ТТ		Тип приборов во вторичных цепях ТТ	Номинальная нагрузка приборов во вторичных цепях, Ом
		Тип кабеля	Сечение, мм^2	Длина кабеля, м		ВА	Ом		
37	КРУ-10 кВ. Яч. 214. РП-34 «В»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
38	КРУ-10 кВ. Яч. 215. РП-81 «Б»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
39	КРУ-10 кВ. Яч. 216. ТП-997	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
40	КРУ-10 кВ. Яч. 217. РП-25 «Б»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
41	КРУ-10 кВ. Яч. 218. ОЛ/Резерв	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
42	КРУ-10 кВ. Яч. 219. ОЛ/Резерв	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
54	КРУ-6 кВ. Яч. 401. СВ 43	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
55	КРУ-6 кВ. Яч. 403. ТДГР-4-6	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
56	КРУ-6 кВ. Яч. 404. Завод «Е»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
57	КРУ-6 кВ. Яч. 405. РП-27 «В»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
58	КРУ-6 кВ. Яч. 406. ТП-308	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
59	КРУ-6 кВ. Яч. 407. ТП-3195П	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
60	КРУ-6 кВ. Яч. 408. ТП-2871д	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
61	КРУ-6 кВ. Яч. 409. ИТК «Б»	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
62	КРУ-6 кВ. Яч. 410. В/ч	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
63	КРУ-6 кВ. Яч. 411. ТСН-4	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
64	КРУ-6 кВ. Яч. 412. Мазутохозяйство	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
65	КРУ-6 кВ. Яч. 413. ОЛ/Резерв	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
66	КРУ-6 кВ. Яч. 414. ОЛ/Резерв	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
67	КРУ-6 кВ. Яч. 415. Ввод Т-4	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004
77	ТСН-4 0,4 кВ	медь	2,5	5	Опред. на этапе РД	10	0,4	Опред. на этапе РД	0,004

Пример расчета сечения проводов измерительных цепей тока

Производим расчет для присоединения ОРУ-110 кВ. Ввод Т-3.

В расчете учитывается сопротивление приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора тока и сопротивление контактов соединительных проводов.

Общая нагрузка вторичной цепи трансформатора тока составит:

$$\Sigma R_{\text{приб.}} = 0{,}00012 \text{ Ом};$$

Сопротивление контактов соединительных проводов принимаем равным 0,1 Ом:

$$R_{\text{конт.}} = 0{,}1 \text{ Ом}.$$

Вычислим максимально допустимое сопротивление проводов по формуле (2):

$$R_{\text{каб.макс}} = 0{,}6 - 0{,}1 - 0{,}00012 = 0{,}5$$

Расчет сечения измерительных кабеля производится по формуле (1), так как на присоединении ОРУ-110 кВ. Ввод Т-3 используется трех трансформаторная схема подключения счетчика.

$$S_{\text{мин}} = \rho \cdot \frac{L}{R_{\text{каб. макс}}} = \frac{0{,}0175 \cdot 95}{0{,}5} = 3{,}325$$

Исходя из полученного значения следует, что кабель сечением 4,0 мм^2, используемый для прокладки измерительных токовых цепей присоединения ОРУ-110 кВ. Ввод Т-3, удовлетворяет требованиям по допустимой вторичной нагрузке трансформаторов тока согласно ГОСТ 7746-2015.

Таблица 2.4 - Результаты расчета сечения проводов измерительных цепей тока для 1 пускового комплекса 2-й очереди

№ ИИК	Канал учета	Минимально допустимое сечение кабеля токовых цепей, мм^2	Тип кабеля	Сечение, мм^2	Длина кабеля, м	Заключение
3	ОРУ-110 кВ. Ввод Т-3	3,325	медь	4,0	95	Кабель удовлетворяет требованиям
56	КРУН-10 кВ. Яч. 12 В-10 Т-3	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям

Таблица 2.5 - Результаты расчета сечения проводов измерительных цепей тока для 2 пускового комплекса 2-й очереди

№ ИИК	Канал учета	Минимально допустимое сечение кабеля токовых цепей, мм^2	Тип кабеля	Сечение, мм^2	Длина кабеля, м	Заключение
5	ОРУ-110 кВ. СВ-110	1,925	медь	2,5	55	Кабель удовлетворяет требованиям
6	КРУ-10 кВ. Яч. 103. ТДГР-3-10	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
7	КРУ-10 кВ. Яч. 104. ТП-229	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
8	КРУ-10 кВ. Яч. 105. ТП-3574	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
9	КРУ-10 кВ. Яч. 106. ТП-1655	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям

№ ИИК	Канал учета	Минимально допустимое сечение кабеля токовых цепей, мм^2	Тип кабеля	Сечение, мм^2	Длина кабеля, м	Заключение
10	КРУ-10 кВ. Яч. 107. ТП-2038п	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
11	КРУ-10 кВ. Яч. 108. ТП-2211п	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
12	КРУ-10 кВ. Яч. 109. РП-34 «А»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
13	КРУ-10 кВ. Яч. 110 РП-72п «А»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
14	КРУ-10 кВ. Яч. 111 Ввод Т-3	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
15	КРУ-10 кВ. Яч. 112. ТП-1351А	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
16	КРУ-10 кВ. Яч. 113. РП-49 «А»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
17	КРУ-10 кВ. Яч. 114. ТП-2462А	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
18	КРУ-10 кВ. Яч. 115. ТП-2050А	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
19	КРУ-10 кВ. Яч. 116. ТП-5623п	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
20	КРУ-10 кВ. Яч. 117. РП-81 «А»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
21	КРУ-10 кВ. Яч. 118. ТП-4355	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
22	КРУ-10 кВ. Яч. 119. РП-25 «А»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
23	КРУ-10 кВ. Яч. 120. ОЛ/Резерв	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
24	КРУ-10 кВ. Яч. 121. ОЛ/Резерв	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
43	КРУ-6 кВ. Яч. 303. Ввод Т-3	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
44	КРУ-6 кВ. Яч. 304. ТДГР-3-6	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
45	КРУ-6 кВ. Яч. 305. ИЗРВ	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
46	КРУ-6 кВ. Яч. 306. РП-27А	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
47	КРУ-6 кВ. Яч. 307. Мазутохозяйство	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
48	КРУ-6 кВ. Яч. 308. МЖК «Д»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
49	КРУ-6 кВ. Яч. 309. ТП-1620п	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
50	КРУ-6 кВ. Яч. 310. ТСН-3	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
51	КРУ-6 кВ. Яч. 311. КНС-24Б	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
52	КРУ-6 кВ. Яч. 312. ОЛ/Резерв	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям

№ ИИК	Канал учета	Минимально допустимое сечение кабеля токовых цепей, мм^2	Тип кабеля	Сечение, мм^2	Длина кабеля, м	Заключение
53	КРУ-6 кВ. Яч. 313. ОЛ/Резерв	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
76	ТСН-3 0,4 кВ	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям

Таблица 2.6 - Результаты расчета сечения проводов измерительных цепей тока для 2 пускового комплекса 3-й очереди

№ ИИК	Канал учета	Минимально допустимое сечение кабеля токовых цепей, мм^2	Тип кабеля	Сечение, мм^2	Длина кабеля, м	Заключение
4	ОРУ-110 кВ. Ввод Т-4	1,925	медь	2,5	55	Кабель удовлетворяет требованиям
25	КРУ-10 кВ. Яч. 201 СВ 43	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
26	КРУ-10 кВ. Яч. 203. ТДГР-4-10	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
27	КРУ-10 кВ. Яч. 204. ТП-3677п	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
28	КРУ-10 кВ. Яч. 205. ТП-2050 «Б»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
29	КРУ-10 кВ. Яч. 206. ТП-3318	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
30	КРУ-10 кВ. Яч. 207. Ввод Т-4	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
31	КРУ-10 кВ. Яч. 208. ТП-3899п	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
32	КРУ-10 кВ. Яч. 209 ТП-1351Б	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
33	КРУ-10 кВ. Яч. 210. РП-49 «Б»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
34	КРУ-10 кВ. Яч. 211 РП-72п «Б»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
35	КРУ-10 кВ. Яч. 212. ТП-2462Б	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
36	КРУ-10 кВ. Яч. 213. ТП-2978п	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
37	КРУ-10 кВ. Яч. 214. РП-34 «В»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
38	КРУ-10 кВ. Яч. 215. РП-81 «Б»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
39	КРУ-10 кВ. Яч. 216. ТП-997	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
40	КРУ-10 кВ. Яч. 217. РП-25 «Б»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
41	КРУ-10 кВ. Яч. 218. ОЛ/Резерв	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям

№ ИИК	Канал учета	Минимально допустимое сечение кабеля токовых цепей, мм^2	Тип кабеля	Сечение, мм^2	Длина кабеля, м	Заключение
42	КРУ-10 кВ. Яч. 219. ОЛ/Резерв	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
54	КРУ-6 кВ. Яч. 401. СВ 43	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
55	КРУ-6 кВ. Яч. 403. ТДГР-4-6	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
56	КРУ-6 кВ. Яч. 404. Завод «Е»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
57	КРУ-6 кВ. Яч. 405. РП-27 «В»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
58	КРУ-6 кВ. Яч. 406. ТП-308	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
59	КРУ-6 кВ. Яч. 407. ТП-3195П	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
60	КРУ-6 кВ. Яч. 408. ТП-2871д	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
61	КРУ-6 кВ. Яч. 409. ИТК «Б»	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
62	КРУ-6 кВ. Яч. 410. В/ч	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
63	КРУ-6 кВ. Яч. 411. ТСН-4	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
64	КРУ-6 кВ. Яч. 412. Мазутохозяйство	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
65	КРУ-6 кВ. Яч. 413. ОЛ/Резерв	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
66	КРУ-6 кВ. Яч. 414. ОЛ/Резерв	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
67	КРУ-6 кВ. Яч. 415. Ввод Т-4	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям
77	ТСН-4 0,4 кВ	0,295	медь	2,5	5	Кабель удовлетворяет требованиям

Вывод:

В результате расчета было установлено, что необходимо проложить кабели сечением 4,0 мм^2 для присоединения В-110 кВ Т-3 и сечением 2,5 мм^2 для остальных присоединений от измерительных трансформаторов тока до счетчиков (для удовлетворения требований ГОСТ 7746-2015 по нагрузке ТТ).

2.2.3 Определение загруженности присоединений по коэффициенту трансформации трансформаторов тока

Согласно п. 1.5.17 ПУЭ допускается применение трансформаторов тока, если при максимальной загрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке – не менее 5%.

Заключение о соответствии применяемых трансформаторов тока по загруженности присоединений приведено в таблицах 2.7, 2.8, 2.9.

Таблица 2.7 – Заключение о соответствии применяемых трансформаторов тока по загруженности присоединений для 1 пускового комплекса 2-й очереди

№ ИИК	Канал учета	Тип ТТ	I_1ном, А	I_2ном, А	I_1макс, А	I_1мин, А	I_2макс, А	I_2мин, А	**I_2мин, %**	**I_2макс, %**	Заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	ОРУ-110 кВ. Ввод Т-3	**ТОГФ-110.III**	600	5	240	30	2	0,05	5,0	40,0	Удовлетворяет
56	КРУН-10 кВ. Яч. 12 В-10 Т-3	**ТОЛ-НТЗ-10**	1500	5	600	75	2	0,05	5,0	40,0	Удовлетворяет

Таблица 2.8 – Заключение о соответствии применяемых трансформаторов тока по загруженности присоединений для 2 пускового комплекса 2-й очереди

№ ИИК	Канал учета	Тип ТТ	I_1ном, А	I_2ном, А	I_1макс, А	I_1мин, А	I_2макс, А	I_2мин, А	**I_2мин, %**	**I_2макс, %**	Заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	ОРУ-110 кВ. СВ-110	**ТОГФ-110.III**	500	5	200	25	2	0,05	5,0	40,0	Удовлетворяет
6	КРУ-10 кВ. Яч. 103. ТДГР-3-10	Опред. на этапе РД	200	5	80	10	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
7	КРУ-10 кВ. Яч. 104. ТП-229	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
8	КРУ-10 кВ. Яч. 105. ТП-3574	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
9	КРУ-10 кВ. Яч. 106. ТП-1655	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
10	КРУ-10 кВ. Яч. 107. ТП-2038п	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
11	КРУ-10 кВ. Яч. 108. ТП-2211п	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
12	КРУ-10 кВ. Яч. 109. РП-34 «А»	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
13	КРУ-10 кВ. Яч. 110 РП-72п «А»	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
14	КРУ-10 кВ. Яч. 111 Ввод Т-3	Опред. на этапе РД	4000	5	1600	200	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
15	КРУ-10 кВ. Яч. 112. ТП-1351А	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
16	КРУ-10 кВ. Яч. 113. РП-49 «А»	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
17	КРУ-10 кВ. Яч. 114. ТП-2462А	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
18	КРУ-10 кВ. Яч. 115. ТП-2050А	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет

№ ИИК	Канал учета	Тип ТТ	I_1ном, А	I_2ном, А	I_1макс, А	I_1мин, А	I_2макс, А	I_2мин, А	**I_2мин, %**	**I_2макс, %**	Заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
19	КРУ-10 кВ. Яч. 116. ТП-5623п	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
20	КРУ-10 кВ. Яч. 117. РП-81 «А»	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
21	КРУ-10 кВ. Яч. 118. ТП-4355	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
22	КРУ-10 кВ. Яч. 119. РП-25 «А»	Опред. на этапе РД	800	5	320	40	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
23	КРУ-10 кВ. Яч. 120. ОЛ/Резерв	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
24	КРУ-10 кВ. Яч. 121. ОЛ/Резерв	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
43	КРУ-6 кВ. Яч. 303. Ввод Т-3	Опред. на этапе РД	4000	5	1600	200	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
44	КРУ-6 кВ. Яч. 304. ТДГР-3-6	Опред. на этапе РД	200	5	80	10	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
45	КРУ-6 кВ. Яч. 305. ИЗРВ	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
46	КРУ-6 кВ. Яч. 306. РП-27А	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
47	КРУ-6 кВ. Яч. 307. Мазутохозяйство	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
48	КРУ-6 кВ. Яч. 308. МЖК «Д»	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
49	КРУ-6 кВ. Яч. 309. ТП-1620п	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
50	КРУ-6 кВ. Яч. 310. ТСН-3	Опред. на этапе РД	200	5	80	10	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
51	КРУ-6 кВ. Яч. 311. КНС-24Б	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
52	КРУ-6 кВ. Яч. 312. ОЛ/Резерв	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
53	КРУ-6 кВ. Яч. 313. ОЛ/Резерв	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
76	ТСН-3 0,4 кВ	Опред. на этапе РД	300	5	120	15	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет

Таблица 2.9 – Заключение о соответствии применяемых трансформаторов тока по загруженности присоединений для 2 пускового комплекса 3-й очереди

№ ИИК	Канал учета	Тип ТТ	$I_{1ном}$, А	$I_{2ном}$, А	$I_{1макс}$, А	$I_{1мин}$, А	$I_{2макс}$, А	$I_{2мин}$, А	**$I_{2мин}$, %**	**$I_{2макс}$, %**	Заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	ОРУ-110 кВ. Ввод Т-4	**ТОГФ-110.III**	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
25	КРУ-10 кВ. Яч. 201 СВ 43	Опред. на этапе РД	4000	5	1600	200	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
26	КРУ-10 кВ. Яч. 203. ТДГР-4-10	Опред. на этапе РД	200	5	80	10	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
27	КРУ-10 кВ. Яч. 204. ТП-3677п	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
28	КРУ-10 кВ. Яч. 205. ТП-2050 «Б»	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
29	КРУ-10 кВ. Яч. 206. ТП-3318	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
30	КРУ-10 кВ. Яч. 207. Ввод Т-4	Опред. на этапе РД	4000	5	1600	200	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
31	КРУ-10 кВ. Яч. 208. ТП-3899п	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
32	КРУ-10 кВ. Яч. 209 ТП-1351Б	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
33	КРУ-10 кВ. Яч. 210. РП-49 «Б»	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
34	КРУ-10 кВ. Яч. 211 РП-72п «Б»	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
35	КРУ-10 кВ. Яч. 212. ТП-2462Б	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
36	КРУ-10 кВ. Яч. 213. ТП-2978п	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
37	КРУ-10 кВ. Яч. 214. РП-34 «В»	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
38	КРУ-10 кВ. Яч. 215. РП-81 «Б»	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
39	КРУ-10 кВ. Яч. 216. ТП-997	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
40	КРУ-10 кВ. Яч. 217. РП-25 «Б»	Опред. на этапе РД	800	5	320	40	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
41	КРУ-10 кВ. Яч. 218. ОЛ/Резерв	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
42	КРУ-10 кВ. Яч. 219. ОЛ/Резерв	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
54	КРУ-6 кВ. Яч. 401. СВ 43	Опред. на этапе РД	4000	5	1600	200	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет

№ ИИК	Канал учета	Тип ТТ	I_1ном, А	I_2ном, А	I_1макс, А	I_1мин, А	I_2макс, А	I_2мин, А	**I_2мин, %**	**I_2макс, %**	Заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
55	КРУ-6 кВ. Яч. 403. ТДГР-4-6	Опред. на этапе РД	200	5	80	10	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
56	КРУ-6 кВ. Яч. 404. Завод «Е»	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
57	КРУ-6 кВ. Яч. 405. РП-27 «В»	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
58	КРУ-6 кВ. Яч. 406. ТП-308	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
59	КРУ-6 кВ. Яч. 407. ТП-3195П	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
60	КРУ-6 кВ. Яч. 408. ТП-2871д	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
61	КРУ-6 кВ. Яч. 409. ИТК «Б»	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
62	КРУ-6 кВ. Яч. 410. В/ч	Опред. на этапе РД	200	5	80	10	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
63	КРУ-6 кВ. Яч. 411. ТСН-4	Опред. на этапе РД	200	5	80	10	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
64	КРУ-6 кВ. Яч. 412. Мазутохозяйство	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
65	КРУ-6 кВ. Яч. 413. ОЛ/Резерв	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
66	КРУ-6 кВ. Яч. 414. ОЛ/Резерв	Опред. на этапе РД	600	5	240	30	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
67	КРУ-6 кВ. Яч. 415. Ввод Т-4	Опред. на этапе РД	4000	5	1600	200	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет
77	ТСН-4 0,4 кВ	Опред. на этапе РД	300	5	120	15	2	0,25	5,0	40,0	Удовлетворяет

После ввода в эксплуатацию всех присоединений первичный ток присоединений должен быть не менее значений, приведенных в Таблицах 2.7, 2.8, 2.9.

2.2.4 Обоснование применения трансформаторов тока

В данном разделе производится обоснование применения измерительных трансформаторов тока:

Трансформаторы выбирают по следующим основным параметрам:

1) Вторичная нагрузка ТТ ($S_{2ном}$, ВА) - мощность его вторичной цепи при коэффициенте мощности $cos\varphi_2$=0,8, при которой гарантируется установленный класс точности ТТ.

2) Пределы допустимых погрешностей вторичных обмоток для измерения в рабочих условиях применения, при установившемся режиме должны соответствовать нижеприведенным данным в таблице 2.10 (данные из ГОСТ 7746-2015).

Таблица 2.10 - Пределы нагрузки трансформатора тока

Класс точности	Первичный ток, % от номинального	Пределы вторичной нагрузки, % от номинальной
0,2S 0,5S	1	25-100
	5	
	20	
	100	
	120	

Класс точности измерительных трансформаторов тока для присоединений 110 кВ учета электроэнергии должен быть не хуже 0,2S; для присоединений 10, 6, 0,4 кВ – не хуже 0,5S.

Исходные данные для обоснования применения трансформаторов тока приведены в таблице 2.11, 2.12, 2.13.

Расчетная вторичная нагрузка ТТ определяется по формуле:

$$R_{расч.} = R_{каб} + \sum R_{приб.} + R_{конт.};$$

где: $R_{каб}$ - сопротивление кабеля от ТТ до счетчика, определяется по следующим формулам:

$$R_{каб.} = \frac{l\rho}{S}, Ом;$$

- для трёх трансформаторной схемы включения счётчика.

Произведем расчет вторичной нагрузки ТТ для присоединения ОРУ-110 кВ. Ввод Т-3. Т.к. используется трех трансформаторная схема подключения счетчика, сопротивление кабеля рассчитывается по формуле:

$$R_{каб.} = \rho \cdot \frac{L}{S} = \frac{0{,}0175 \cdot 95}{4{,}0} = 0{,}42 \text{ Ом}.$$

Рассчитаем нагрузку вторичных цепей ТТ:

$$R_{расч.} = 0{,}42 + 0{,}1 + 0{,}00012 = 0{,}52 \text{ Ом}.$$

Расчет для остальных присоединений производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицы 2.11, 2.12, 2.13.

Таблица 2.11 - Заключение о соответствии применяемых трансформаторов тока для 1 пускового комплекса

№ ИИК	Канал учета	Трансформатор тока							Заключение
		Фазы	Тип	К тт	Кл.т.	Нагрузка вторичной обмотки			
						Номинальная, ВА (Ом)	Минимальная 25%, ВА (Ом)	Расчетная, ВА (Ом)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	ОРУ-110 кВ. Ввод Т-3	ABC	**ТОГФ-110.III**	600/5	0,2S	15,0 (0,6)	3,75 (0,15)	13,0 (0,52)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
56	КРУН-10 кВ. Яч. 12 В-10 Т-3	ABC	**ТОЛ-НТЗ-10**	1500/5	0,2S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,375 (0,135)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.

Таблица 2.12 - Заключение о соответствии применяемых трансформаторов тока для 2 пускового комплекса 2-й очереди

№ ИИК	Канал учета	Трансформатор тока							Заключение
		Фазы	Тип	К тт	Кл.т.	Нагрузка вторичной обмотки			
						Номинальная, ВА (Ом)	Минимальная 25%, ВА (Ом)	Расчетная, ВА (Ом)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ОРУ-110 кВ. СВ-110	ABC	**ТОГФ-110.III**	500/5	0,2S	15,0 (0,6)	3,75 (0,15)	12,125 (0,485)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
6	КРУ-10 кВ. Яч. 103. ТДГР-3-10	ABC	Опред. на этапе РД	200/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
7	КРУ-10 кВ. Яч. 104. ТП-229	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
8	КРУ-10 кВ. Яч. 105. ТП-3574	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
9	КРУ-10 кВ. Яч. 106. ТП-1655	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
10	КРУ-10 кВ. Яч. 107. ТП-2038п	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
11	КРУ-10 кВ. Яч. 108. ТП-2211п	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
12	КРУ-10 кВ. Яч. 109. РП-34 «А»	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
13	КРУ-10 кВ. Яч. 110 РП-72п «А»	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
14	КРУ-10 кВ. Яч. 111 Ввод Т-3	ABC	Опред. на этапе РД	4000/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
15	КРУ-10 кВ. Яч. 112. ТП-1351А	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
16	КРУ-10 кВ. Яч. 113. РП-49 «А»	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.

№ ИИК	Канал учета	Трансформатор тока							Заключение
		Фазы	Тип	К тт	Кл.т.	Нагрузка вторичной обмотки			
						Номинальная, ВА (Ом)	Минимальная 25%, ВА (Ом)	Расчетная, ВА (Ом)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	КРУ-10 кВ. Яч. 114. ТП-2462А	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
18	КРУ-10 кВ. Яч. 115. ТП-2050А	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
19	КРУ-10 кВ. Яч. 116. ТП-5623п	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
20	КРУ-10 кВ. Яч. 117. РП-81 «А»	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
21	КРУ-10 кВ. Яч. 118. ТП-4355	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
22	КРУ-10 кВ. Яч. 119. РП-25 «А»	ABC	Опред. на этапе РД	800/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
23	КРУ-10 кВ. Яч. 120. ОЛ/Резерв	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
24	КРУ-10 кВ. Яч. 121. ОЛ/Резерв	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
43	КРУ-6 кВ. Яч. 303. Ввод Т-3	ABC	Опред. на этапе РД	4000/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
44	КРУ-6 кВ. Яч. 304. ТДГР-3-6	ABC	Опред. на этапе РД	200/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
45	КРУ-6 кВ. Яч. 305. ИЗРВ	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
46	КРУ-6 кВ. Яч. 306. РП-27А	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
47	КРУ-6 кВ. Яч. 307. Мазутохозяйство	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
48	КРУ-6 кВ. Яч. 308. МЖК «Д»	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
49	КРУ-6 кВ. Яч. 309. ТП-1620п	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
50	КРУ-6 кВ. Яч. 310. ТСН-3	ABC	Опред. на этапе РД	200/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
51	КРУ-6 кВ. Яч. 311. КНС-24Б	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
52	КРУ-6 кВ. Яч. 312. ОЛ/Резерв	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
53	КРУ-6 кВ. Яч. 313. ОЛ/Резерв	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
76	ТСН-3 0,4 кВ	ABC	Опред. на этапе РД	300/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.

Таблица 2.13 - Заключение о соответствии применяемых трансформаторов тока для 2 пускового комплекса 3-й очереди

№ ИИК	Канал учета	Трансформатор тока							Заключение
		Фазы	Тип	К тт	Кл.т.	Нагрузка вторичной обмотки			
						Номинальная, ВА (Ом)	Минимальная 25%, ВА (Ом)	Расчетная, ВА (Ом)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ОРУ-110 кВ. Ввод Т-4	ABC	**ТОГФ-110.III**	600/5	0,2S	15,0 (0,6)	3,75 (0,15)	12,125 (0,485)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
25	КРУ-10 кВ. Яч. 201 СВ 43	ABC	Опред. на этапе РД	4000/5	0,2S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
26	КРУ-10 кВ. Яч. 203. ТДГР-4-10	ABC	Опред. на этапе РД	200/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
27	КРУ-10 кВ. Яч. 204. ТП-3677п	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
28	КРУ-10 кВ. Яч. 205. ТП-2050 «Б»	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
29	КРУ-10 кВ. Яч. 206. ТП-3318	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
30	КРУ-10 кВ. Яч. 207. Ввод Т-4	ABC	Опред. на этапе РД	4000/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
31	КРУ-10 кВ. Яч. 208. ТП-3899п	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
32	КРУ-10 кВ. Яч. 209 ТП-1351Б	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
33	КРУ-10 кВ. Яч. 210. РП-49 «Б»	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
34	КРУ-10 кВ. Яч. 211 РП-72п «Б»	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
35	КРУ-10 кВ. Яч. 212. ТП-2462Б	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
36	КРУ-10 кВ. Яч. 213. ТП-2978п	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
37	КРУ-10 кВ. Яч. 214. РП-34 «В»	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
38	КРУ-10 кВ. Яч. 215. РП-81 «Б»	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
39	КРУ-10 кВ. Яч. 216. ТП-997	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
40	КРУ-10 кВ. Яч. 217. РП-25 «Б»	ABC	Опред. на этапе РД	800/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
41	КРУ-10 кВ. Яч. 218. ОЛ/Резерв	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
42	КРУ-10 кВ. Яч. 219. ОЛ/Резерв	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.

№ ИИК	Канал учета	Трансформатор тока							Заключение
		Фазы	Тип	К тт	Кл.т.	Нагрузка вторичной обмотки			
						Номинальная, ВА (Ом)	Минимальная 25%, ВА (Ом)	Расчетная, ВА (Ом)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
54	КРУ-6 кВ. Яч. 401. СВ 43	ABC	Опред. на этапе РД	4000/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
55	КРУ-6 кВ. Яч. 403. ТДГР-4-6	ABC	Опред. на этапе РД	200/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
56	КРУ-6 кВ. Яч. 404. Завод «Е»	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
57	КРУ-6 кВ. Яч. 405. РП-27 «В»	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
58	КРУ-6 кВ. Яч. 406. ТП-308	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
59	КРУ-6 кВ. Яч. 407. ТП-3195П	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
60	КРУ-6 кВ. Яч. 408. ТП-2871д	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
61	КРУ-6 кВ. Яч. 409. ИТК «Б»	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
62	КРУ-6 кВ. Яч. 410. В/ч	ABC	Опред. на этапе РД	200/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
63	КРУ-6 кВ. Яч. 411. ТСН-4	ABC	Опред. на этапе РД	200/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
64	КРУ-6 кВ. Яч. 412. Мазутохозяйство	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
65	КРУ-6 кВ. Яч. 413. ОЛ/Резерв	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
66	КРУ-6 кВ. Яч. 414. ОЛ/Резерв	ABC	Опред. на этапе РД	600/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
67	КРУ-6 кВ. Яч. 415. Ввод Т-4	ABC	Опред. на этапе РД	4000/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.
77	ТСН-4 0,4 кВ	ABC	Опред. на этапе РД	300/5	0,5S	10,0 (0,4)	2,5 (0,1)	3,475 (0,139)	Втор. обмотка ТТ соотв. требов.

В результате расчета и анализа полученных данных на соответствие требованиям ГОСТ 7746-2015 установлено:

- трансформаторы тока соответствуют требованиям по нагрузке на присоединениях 110, 10, 6, 0,4 кВ.

2.2.5 Методика выбора и проверки трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) для питания измерительных приборов и реле выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному выполнению.

В уточненных расчетах определение нагрузки ТН ведется по наиболее нагруженной фазе ТН (по которой проходит наибольший ток). Потребляемые мощности (нагрузки от счетчиков) выражаются в Вольт-Амперах (ВА). Суммирование нагрузок в практических расчетах производится арифметически без учета коэффициентов мощности отдельных нагрузок (за исключением отдельных случаев, когда $S_{расч}>S_{ном.ТН}$). Неравномерность нагрузок по фазам учитывается приближенно в зависимости от схемы соединения.

Классы точности характеризуются наибольшими допускаемыми по ГОСТ 1983-2015 погрешностями напряжения и угловой при условии, что вторичная нагрузка может изменяться в пределах (0,25 – 1,0) $S_{ном}$ при активно-индуктивном коэффициенте мощности cosφ не менее 0.8, первичном напряжении $U_{1н}$ ± 10%, частоте 50 Гц. Для ТН установлены четыре класса точности: 0.2; 0.5; 1; 3. Цифра означает предельно допустимую погрешность по напряжению в процентах.

Расчетная мощность ТН в требуемом классе точности ВА должна быть в пределах:

$$0{,}25\ S_{ном} \geq S_{расч} = \sum (S_{приб} + S_{реле}) \geq S_{ном}.$$

В отдельных случаях, когда $S_{расч} > S_{ном}$, во избежание необоснованного завышения мощности ТН следует учитывать cosφ нагрузки, считая по формуле:

$$S_{расч} = \sqrt{(\Sigma P_2)^2 + (\Sigma Q_2)^2},$$

где $\sum P_2$, $\sum Q_2$ – сумма активных и реактивных мощностей нагрузок ТН.

2.2.6 Определение потерь напряжения в линии ТН - счетчик

Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения счетчиков должны выбираться с учетом потерь напряжения во всех элементах цепи, чтобы потери напряжения в цепях ТН-счетчик составляли не более 0,25% номинального напряжения при питании от трансформаторов напряжения класса точности 0,5.

Для обеспечения этого требования допускается применение отдельных кабелей от трансформаторов напряжения до счетчиков.

По условию механической прочности (п. 3.4.4. ПУЭ 7-е изд.):

- жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее 1,5 мм^2 для меди.

По нагреву:

- для медных проводников сечением до 6 мм^2 принимается ток, как для установок с длительным режимом работы. Допустимый длительный ток для проводов в поливинилхлоридной изоляции сечением 1,5 мм^2 - 23А (табл.1,3,4 ПУЭ изд. 7). Для проводов вторичных цепей при прокладке в лотках и коробах снижающие коэффициенты не вводятся (п. 1.3.10 ПУЭ изд. 7).

Расчет сечения кабеля в цепях напряжения счетчиков производится по следующим формулам:

1. Минимальное сечение жилы кабеля:

$$q_{minТН} = \frac{l}{\gamma \cdot R_{расч}},$$

где $q_{minТН}$ - минимальное сечение жилы кабеля, мм^2;

γ - удельная проводимость, м /(Ом*мм^2) (для меди γ=57 м/(Ом*мм^2));

$R_{расч}$ - допустимое сопротивление кабеля цепи напряжения по падению напряжения, Ом;

l - максимальная протяженность кабельной линии (от ТН до счетчика), м.

$$l = l_1 + l_2,$$

где l_1, l_2 - максимальная протяженность кабеля от ТН до ШЗН и от ШЗН до счетчика соответственно, м.

2. Допустимое сопротивление кабеля $R_{расч}$ определяется из выражения:

$$R_{расч} = r_{общ} - r_{АВ} - r_{конт},$$

где $r_{общ}$ - допустимое суммарное сопротивление цепи напряжения по падению напряжения (сопротивление кабеля, выключателя и переходное сопротивление контактов), Ом;

$r_{АВ}$ - сопротивление цепи напряжения автоматического выключателя, Ом ($r_{АВ}$ = 0,05 Ом);

$r_{конт}$ - переходное сопротивление контактов, Ом ($r_{конт}$ = 0,05 Ом).

3. Допустимое суммарное сопротивление цепи напряжения $R_{общ}$:

$$r_{общ} = \frac{\Delta U_{доп\_отн} \cdot U_{н.ф}}{N_{сч} \cdot S_{сч}},$$

где $\Delta U_{доп\_отн}$ - допустимое падение напряжения, В ($\Delta U_{доп\_отн}$= 0,144 В);

$S_{сч}$ - потребляемая мощность цепи напряжения одного счетчика, ВА;

$N_{сч}$ - количество счетчиков, подключаемых к вторичным цепям трансформатора напряжения;

$U_{н.ф}$ - номинальное фазное вторичное напряжение, В.

4. Таким образом, минимальное сечение жилы кабеля $q_{minТН}$, мм^2, определяем из выражения:

$$q_{minТН} = \frac{1}{\gamma}\left(\frac{l_1 \cdot \left(S_{сч} \cdot N_{сч} + S_{догр.}\right) + l_2 \cdot \left(S_{сч} \cdot N_{сч}\right)}{U_{н.ф.} \cdot \Delta U_{доп\_отн} - 0{,}15 \cdot S_{сч} \cdot N_{сч}}\right)$$

Также имеются результаты вычислений значений потерь в измерительных цепях ТН по выбранному сечению кабеля и сравнение расчетного значения потерь в цепях напряжения счетчиков с допустимым значением, составляющим 0,25% согласно ПУЭ п. 1.5.19.

При этом расчет потерь напряжения в измерительных цепях ТН производится по формуле:

$$\Delta U_{расч} = \frac{(R_{каб.1} + R_{конт})(N_{сч.} \cdot S_{сч.} + S_{догр})}{U_{н.ф.}} + \frac{(N_{сч.} \cdot S_{сч.})}{U_{н.ф.}} + \frac{R_{каб.2}(N_{сч.} \cdot S_{сч.})}{U_{н.ф.}}$$

где $\Delta U_{расч.}$ - потери напряжения в измерительных цепях, В;

$R_{каб}$ - сопротивление кабеля от ТН до ящика зажимов цепей напряжения, Ом;

$S_{догр}$ - мощность догрузочного резистора, ВА;

0,1 - сопротивление промежуточных зажимов клеммников (0,05 Ом) и автоматического выключателя (0,05 Ом).

Сопротивления участков кабелей вычисляем из выражений:

$$R_{каб} = \frac{l}{\gamma \cdot q_{пр}},$$

где $q_{пр}$ - принятое сечение жилы кабеля, мм^2.

Исходные данные для расчета приведены в таблицах 2.14.1, 2.14.2, 2.14.3.

Таблица 2.14.1 - Исходные данные для расчета потерь напряжения для нормального режима работы ТН для 2 пускового комплекса 2-й очереди

№	Присоединение	Тип кабеля	Уд. проводим. проводника (γ), м/Ом×мм^2	Сечение (F), мм^2	Длина кабеля, (L), м	Ном. мощность втор. обмотки ($S_н$) на фазу, ВА	Приборы, подключенные к ТН			Суммарная мощность (P), ВА
							Тип	Мощность, ВА	Кол-во (N), шт	
1.	ТН-3-110	КВВГЭнг (А)-LS	57	2,5	65	50	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	1,2	2	2,4
2.	ТН-3-10	КВВГЭнг (А)-LS	57	2,5	21	60	Опред. на этапе РД	1,0	19	19,0
3.	ТН-3-6	КВВГЭнг (А)-LS	57	2,5	14	50	Опред. на этапе РД	1,0	11	11,0

Таблица 2.14.2 - Исходные данные для расчета потерь напряжения для нормального режима работы ТН для 2 пускового комплекса 3-й очереди

№	Присоединение	Тип кабеля	Уд. проводим. проводника (γ), м/Ом×мм^2	Сечение (F), мм^2	Длина кабеля, (L), м	Ном. мощность втор. обмотки ($S_н$) на фазу, ВА	Приборы, подключенные к ТН			Суммарная мощность (P), ВА
							Тип	Мощность, ВА	Кол-во (N), шт	
1.	ТН-4-110	КВВГЭнг (А)-LS	57	2,5	55	50	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	1,2	1	1,2
2.	ТН-4-10	КВВГЭнг (А)-LS	57	2,5	21	60	Опред. на этапе РД	1,0	18	18,0
3.	ТН-4-6	КВВГЭнг (А)-LS	57	2,5	17	50	Опред. на этапе РД	1,0	14	14,0

Таблица 2.14.3 - Исходные данные для расчета потерь напряжения для максимального режима работы (резервирования) ТН для 2 пускового комплекса 3-й очереди

№	Присоединение	Тип кабеля	Уд. проводим. проводника (γ), м/Ом×мм^2	Сечение (F), мм^2	Длина кабеля, (L), м	Ном. мощность втор. обмотки ($S_н$) на фазу, ВА	Приборы, подключенные к ТН			Суммарная мощность (P), ВА
							Тип	Мощность, ВА	Кол-во (N), шт	
1.	ТН-3-110	КВВГЭнг(А)-LS	57	2,5	65	50	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	1,2	3	3,6
2.	ТН-4-110	КВВГЭнг(А)-LS	57	2,5	55	50	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	1,2	3	3,6
3.	ТН-3-10	КВВГЭнг(А)-LS	57	6,0	40	60	Опред. на этапе РД	1,0	37	37,0
4.	ТН-4-10	КВВГЭнг(А)-LS	57	6,0	40	60	Опред. на этапе РД	1,0	37	37,0
5.	ТН-3-6	КВВГЭнг(А)-LS	57	2,5	28	50	Опред. на этапе РД	1,0	25	25,0
6.	ТН-4-6	КВВГЭнг(А)-LS	57	2,5	28	50	Опред. на этапе РД	1,0	25	25,0

Для догрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения предлагаются к использованию догрузочные резисторы типа МР3021-Н, описание которых приводится в Приложении А.

Произведем расчет догрузочных сопротивлений для ТН-3-110 при максимальном режиме работы (резервирование) ТН для 2 пускового комплекса 3-й очереди:

$$S_{доп} = 1,2 * S_{мин} - S_{\Sigma},$$

$$S_{доп} = 1,2 *12,5 – 3,6 = 11,4 \text{ ВА}$$

$$N_{доп} = 1/20 \text{ (1 штука на фазу)}$$

После догрузки $S_{\Sigma,фA} = 3,6 + 20 = 23,6$ ВА

$S_{\Sigma,фB} = 3,6 + 20 = 23,6$ ВА

$S_{\Sigma,фC} = 3,6 + 20 = 23,6$ ВА

Результаты расчетов потерь напряжения в цепях ТН приведен в Таблицах 2.15.1, 2.15.2, 2.15.3.

Таблица 2.15.1 – Расчет потерь напряжения в цепях ТН для нормального режима работы для 2 пускового комплекса 2-й очереди

Трансформатор напряжения	Номинальное напряжение ТН	Кол-во счетчиков	Мощность одного счетчика	Суммарная мощность на фазу	Длина кабеля l_1, м	Длина кабеля l_2, м	Сечен. жилы кабеля расч., мм^2	Сечен. жилы каб. l_1 выбр., мм^2	Сечен. жилы каб. l_2 выбр., мм^2	Мощность догр. резистора, ВА	Потери напряжения расчетные, В	Потери напряжения, %	Потери напряжения доп. %
ТН-3-110	57,74	2	1,2	2,4	5	60	0,71	2,5	2,5	20	0,045	0,078	**0,25**
ТН-3-10	57,74	19	1,0	19,0	3	19	0,62	2,5	2,5	-	0,088	0,153	**0,25**
ТН-3-6	57,74	11	1,0	11,0	3	11	0,22	2,5	2,5	5	0,043	0,075	**0,25**

Таблица 2.15.2 – Расчет потерь напряжения в цепях ТН для нормального режима работы для 2 пускового комплекса 3-й очереди

Трансформатор напряжения	Номинальное напряжение ТН	Кол-во счетчиков	Мощность одного счетчика	Суммарная мощность на фазу	Длина кабеля l_1, м	Длина кабеля l_2, м	Сечен. жилы кабеля расч., мм^2	Сечен. жилы каб. l_1 выбр., мм^2	Сечен. жилы каб. l_2 выбр., мм^2	Мощность догр. резистора, ВА	Потери напряжения расчетные, В	Потери напряжения, %	Потери напряжения доп. %
ТН-4-110	57,74	1	1,2	1,2	5	50	0,48	2,5	2,5	20	0,031	0,053	**0,25**
ТН-4-10	57,74	18	1,0	18,0	3	18	0,56	2,5	2,5	-	0,081	0,141	**0,25**
ТН-4-6	57,74	14	1,0	14,0	3	14	0,37	2,5	2,5	5	0,059	0,102	**0,25**

Таблица 2.15.3 – Расчет потерь напряжения в цепях ТН для режима резервирования ТН (максимальный режим) для 2 пускового комплекса 3-й очереди

Трансформатор напряжения	Номинальное напряжение ТН	Кол-во счетчиков	Мощность одного счетчика	Суммарная мощность на фазу	Длина кабеля l_1, м	Длина кабеля l_2, м	Сечен. жилы кабеля расч., мм^2	Сечен. жилы каб. l_1 выбр., мм^2	Сечен. жилы каб. l_2 выбр., мм^2	Мощность догр. резистора, ВА	Потери напряжения расчетные, В	Потери напряжения, %	Потери напряжения доп. %
ТН-3-110	57,74	3	1,2	3,6	5	60	0,9	2,5	2,5	20	0,057	0,098	**0,25**
ТН-4-110	57,74	3	1,2	3,6	5	60	0,9	2,5	2,5	20	0,057	0,098	**0,25**
ТН-3-10	57,74	37	1,0	37,0	3	37	5,91	6,0	6,0	-	0,143	0,247	**0,25**
ТН-4-10	57,74	37	1,0	37,0	3	37	5,91	6,0	6,0	-	0,143	0,247	**0,25**

Трансформатор напряжения	Номинальное напряжение ТН	Кол-во счетчиков	Мощность одного счетчика	Суммарная мощность на фазу	Длина кабеля l_1, м	Длина кабеля l_2, м	Сечен. жилы кабеля расч., мм^2	Сечен. жилы каб. l_1 выбр., мм^2	Сечен. жилы каб. l_2 выбр., мм^2	Мощность догр. резистора, ВА	Потери напряжения расчетные, В	Потери напряжения, %	Потери напряжения доп. %
ТН-3-6	57,74	25	1,0	25	3	25	2,23	2,5	2,5	-	0,134	0,231	**0,25**
ТН-4-6	57,74	25	1,0	25	3	25	2,23	2,5	2,5	-	0,134	0,231	**0,25**

В результате расчета согласно требованиям ПУЭ по потерям напряжения в измерительных цепях, установлено: кабели на присоединениях 110, 10, 6 кВ соответствуют вышеперечисленным требованиям.

2.3 Решения по структуре функционирования системы

АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково является автоматизированной системой с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, а также взаимодействующая и интегрированная с ИВК (сервер АСКУЭ АО «ИЭСК»).

АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково имеет следующие два уровня:

1) ИИК АИИС КУЭ уровня подстанций;
2) ИВКЭ, обеспечивающий интерфейс доступа к информации по учету электроэнергии ИИК.

В состав ИИК для реконструкции АИИС КУЭ входят:

- счетчики электрической энергии – 67 шт.;
- вторичные измерительные цепи;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения.

В состав ИВКЭ входят:

- контроллер с дополнительными функциями по автоматическому сбору и обработке информации от ИИК (УСПД - существующий);
- система приема-передачи данных (оборудование ЛВС, кабельная инфраструктура - существующие);
- шкаф коммутации – 2 шт. (нов.)
- система обеспечения единого времени (СОЕВ - существующая). СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени в АИИС КУЭ ПС.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) сформирована на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени, счетчики электроэнергии, УСПД и стандартное программное обеспечение.

Взаимосвязи между техническими средствами АИИС КУЭ представлены на схеме структурной в Графической части тома 1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ л.8 - л.10 (для 1 и 2 пускового комплекса).

Объектами сбора первичной учетной информации являются счётчики электроэнергии, установленные на Панели учета в ОПУ для присоединений 110 кВ (существующие), на дверях релейных отсеков в ячейках КРУ-10 кВ, на дверях релейных отсеков в ячейках КРУ-6 кВ, на ЩСН 0,4 кВ в ОПУ (вновь устанавливаемые). Данные со счетчиков электроэнергии для присоединений 110 кВ и 0,4 кВ собираются по цифровым интерфейсам RS-485. Данные со счетчиков электроэнергии для присоединений 10 кВ и 6

кВ собираются по цифровым интерфейсам RS-485 в шкафы коммутации, находящиеся в КРУ-10 кВ и КРУ-6 кВ. Далее в шкафу коммутации интерфейсы RS-485 преобразуются в интерфейс Ethernet и поступают в оптический кросс, далее по оптоволоконной линии связи информация передается в шкаф УСПД (существующий), где преобразовываются в интерфейс Ethernet.

В Шкафу УСПД шины интерфейса RS-485, интерфейса Ethernet подключается к УСПД (существующий). Далее по интерфейсу Ethernet информация поступает в существующий шкаф связи в ОПУ, далее по 2 информационным каналам связи ВОЛС (основной и резервный каналы связи) информация со счетчиков электроэнергии поступает на ИВК (существующий сервер АСКУЭ АО «ИЭСК»). Устройство сбора и передачи данных каждые 60 минут опрашивает электросчётчики.

Информационно-вычислительный комплекс (ИВК) – сервер БД АСКУЭ АО «ИЭСК» (ИВК не входит в объем проектирования), периодически раз в 60 минут считывает информацию с УСПД.

Информационный обмен данными с системами учёта сторонних субъектов обработки информации осуществляется с уровня ИВК.

ИИК обеспечивает автоматическое проведение измерений в точке измерений и хранение информации. В его состав входят:

- счётчик электрической энергии;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные измерительные цепи.

Уровень ИИК обеспечивает доступ к счётчикам электроэнергии по цифровым каналам сбора информации со стороны ИВКЭ.

ИВКЭ обеспечивает:

- автоматизированный сбор информации от ИИК и сохранение её в базе данных;
- расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки учёта;
- контроль достоверности результатов измерений;
- автоматический сбор и обработку информации о состоянии средств измерений;
- автоматизированную передачу информации и данных о состоянии средств измерений в сервер сбора информации;
- интерфейсы доступа к информации по учету электроэнергии ИИК со стороны ИВКЭ.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) сформирована на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации системного времени (УССВ - существующий), счетчики электроэнергии, УСПД (существующее) и стандартное программное обеспечение (существующее), реализующее алгоритм синхронизации времени в АИИС КУЭ ПС. Синхронизация времени в АИИС КУЭ ПС производится от УССВ, которое обеспечивает выработку текущего астрономического времени (секунды, минуты, часы) и календаря (число, месяц, год) с погрешностью не более 1с в сутки и непрерывную работу часов при отключенном питании.

От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД и счетчиков.

Синхронизация времени каждого счетчика осуществляется автоматически при обнаружении рассогласования времени счетчика более чем на ±5 секунд/сут. периодичностью не реже одного раза в 60 минут. Для этого при сеансе связи со счетчиком считывается время счетчика.

Главной задачей АИИС КУЭ является автоматизированный съем показаний со счетчиков учёта и передача результатов измерений в базу данных сервера АСКУЭ АО «ИЭСК».

Объектами автоматизации являются точки учета электроэнергии и мощности, расположенные на границе балансовой принадлежности ПС 110 кВ Мельниково, необходимые для составления балансов по группам присоединений по подстанции:

- на границе балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности;
- в точках выработки электроэнергии;
- в точках потребления на собственные нужды.

В таблицах 2.16, 2.17 приведен перечень каналов учета УСПД для 2 пускового комплекса 2-й и 3-й очереди, по которым осуществляется учет электроэнергии при реконструкции ПС.

Таблица 2.16 - Перечень каналов учета УСПД для 2 пускового комплекса 2-й очереди

№ ИИК	Наименование ИИК	Ктт	Ктн	№ канала счетчика	Вид энергии "А" - активная "Р" - реактивная "+" - прием энергии "–" - отдача энергии	№ канала УСПД
3	ОРУ-110 кВ. Ввод Т-3 (Прием/отдача)	600/5	110000/√3/ 100/√3	1	А+	1
				2	Р+	2
				3	А-	3
				4	Р-	4
5	ОРУ-110 кВ. СВ-110 (Прием/отдача)	500/1	110000/√3/ 100/√3	1	А+	5
				2	Р+	6
				3	А-	7
				4	Р-	8
6	КРУ-10 кВ. Яч. 103. ТДГР-3-10 (Прием/отдача)	200/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	9
				2	Р+	10
				3	А-	11
				4	Р-	12
7	КРУ-10 кВ. Яч. 104. ТП-229 (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	13
				2	Р+	14
				3	А-	15
				4	Р-	16
8	КРУ-10 кВ. Яч. 105. ТП-3574 (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	17
				2	Р+	18
				3	А-	19
				4	Р-	20
9	КРУ-10 кВ. Яч. 106. ТП-1655 (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	21
				2	Р+	22
				3	А-	23
				4	Р-	24
10	КРУ-10 кВ. Яч. 107. ТП-2038п (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	25
				2	Р+	26
				3	А-	27
				4	Р-	28
11	КРУ-10 кВ. Яч. 108. ТП-2211п (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	29
				2	Р+	30
				3	А-	31
				4	Р-	32
12	КРУ-10 кВ. Яч. 109. РП-34 «А» (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	33
				2	Р+	34
				3	А-	35
				4	Р-	36
13	КРУ-10 кВ. Яч. 110. РП-72п «А» (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	37
				2	Р+	38
				3	А-	39
				4	Р-	40
14	КРУ-10 кВ. Яч. 111. Ввод Т-3	4000/5	10000/√3/	1	А+	41

№ ИИК	Наименование ИИК	Ктт	Ктн	№ канала счетчика	Вид энергии "А" - активная "Р" - реактивная "+" - прием энергии "–" - отдача энергии	№ канала УСПД
	(Прием/отдача)		100/√3	2	Р+	42
				3	А-	43
				4	Р-	44
15	КРУ-10 кВ. Яч. 112. ТП-1351А (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	45
				2	Р+	46
				3	А-	47
				4	Р-	48
16	КРУ-10 кВ. Яч. 113. РП-49 «А» (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	49
				2	Р+	50
				3	А-	51
				4	Р-	52
17	КРУ-10 кВ. Яч. 114. ТП-2462А (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	53
				2	Р+	54
				3	А-	55
				4	Р-	56
18	КРУ-10 кВ. Яч. 115. ТП-2050А (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	57
				2	Р+	58
				3	А-	59
				4	Р-	60
19	КРУ-10 кВ. Яч. 116. ТП-5623п (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	61
				2	Р+	62
				3	А-	63
				4	Р-	64
20	КРУ-10 кВ. Яч. 117. РП-81 «А» (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	65
				2	Р+	66
				3	А-	67
				4	Р-	68
21	КРУ-10 кВ. Яч. 118. ТП-4355 (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	69
				2	Р+	70
				3	А-	71
				4	Р-	72
22	КРУ-10 кВ. Яч. 119. РП-25 «А» (Прием/отдача)	800/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	73
				2	Р+	74
				3	А-	75
				4	Р-	76
23	КРУ-10 кВ. Яч. 120. ОЛ/Резерв (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	77
				2	Р+	78
				3	А-	79
				4	Р-	80
24	КРУ-10 кВ. Яч. 121. ОЛ/Резерв (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	81
				2	Р+	82
				3	А-	83
				4	Р-	84
43	КРУ-6 кВ. Яч. 303. Ввод Т-3 (Прием/отдача)	4000/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	85
				2	Р+	86
				3	А-	87
				4	Р-	88
44	КРУ-6 кВ. Яч. 304. ТДГР-3-6 (Прием/отдача)	200/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	89
				2	Р+	90
				3	А-	91

№ ИИК	Наименование ИИК	Ктт	Ктн	№ канала счетчика	Вид энергии "А" - активная "Р" - реактивная "+" - прием энергии "–" - отдача энергии	№ канала УСПД
				4	Р-	92
45	КРУ-6 кВ. Яч. 305. ИЗРВ (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	93
				2	Р+	94
				3	А-	95
				4	Р-	96
46	КРУ-6 кВ. Яч. 306. РП-27А (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	97
				2	Р+	98
				3	А-	99
				4	Р-	100
47	КРУ-6 кВ. Яч. 307. Мазутохозяйство (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	101
				2	Р+	102
				3	А-	103
				4	Р-	104
48	КРУ-6 кВ. Яч. 308. МЖК «Д» (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	105
				2	Р+	106
				3	А-	107
				4	Р-	108
49	КРУ-6 кВ. Яч. 309. ТП-1620п (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	109
				2	Р+	110
				3	А-	111
				4	Р-	112
50	КРУ-6 кВ. Яч. 310. ТСН-3 (Прием/отдача)	200/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	113
				2	Р+	114
				3	А-	115
				4	Р-	116
51	КРУ-6 кВ. Яч. 311. КНС-24Б (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	117
				2	Р+	118
				3	А-	119
				4	Р-	120
52	КРУ-6 кВ. Яч. 312. ОЛ/Резерв (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	121
				2	Р+	122
				3	А-	123
				4	Р-	124
53	КРУ-6 кВ. Яч. 313. ОЛ/Резерв (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	125
				2	Р+	126
				3	А-	127
				4	Р-	128
76	ТСН-3 0,4 кВ (Прием/отдача)	300/5	-	1	А+	129
				2	Р+	130
				3	А-	131
				4	Р-	132

Таблица 2.17 - Перечень каналов учета УСПД для 2 пускового комплекса 3-й очереди

№ ИИК	Наименование ИИК	Ктт	Ктн	№ канала счетчика	Вид энергии "А" - активная "Р" - реактивная "+" - прием энергии "–" - отдача энергии	№ канала УСПД
4	ОРУ-110 кВ. Ввод Т-4 (Прием/отдача)	600/5	110000/√3/ 100/√3	1	А+	1
				2	Р+	2
				3	А-	3
				4	Р-	4
25	КРУ-10 кВ. Яч. 201 СВ 43 (Прием/отдача)	4000/1	10000/√3/ 100/√3	1	А+	5
				2	Р+	6
				3	А-	7
				4	Р-	8
26	КРУ-10 кВ. Яч. 203. ТДГР-4-10 (Прием/отдача)	200/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	9
				2	Р+	10
				3	А-	11
				4	Р-	12
27	КРУ-10 кВ. Яч. 204. ТП-3677п (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	13
				2	Р+	14
				3	А-	15
				4	Р-	16
28	КРУ-10 кВ. Яч. 205. ТП-2050 «Б» (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	17
				2	Р+	18
				3	А-	19
				4	Р-	20
29	КРУ-10 кВ. Яч. 206. ТП-3318 (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	21
				2	Р+	22
				3	А-	23
				4	Р-	24
30	КРУ-10 кВ. Яч. 207. Ввод Т-4 (Прием/отдача)	4000/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	25
				2	Р+	26
				3	А-	27
				4	Р-	28
31	КРУ-10 кВ. Яч. 208. ТП-3899п (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	29
				2	Р+	30
				3	А-	31
				4	Р-	32
32	КРУ-10 кВ. Яч. 209. ТП-1351Б (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	33
				2	Р+	34
				3	А-	35
				4	Р-	36
33	КРУ-10 кВ. Яч. 210. РП-49 «Б» (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	37
				2	Р+	38
				3	А-	39
				4	Р-	40
34	КРУ-10 кВ. Яч. 211 РП-72п «Б» (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	41
				2	Р+	42
				3	А-	43
				4	Р-	44
35	КРУ-10 кВ. Яч. 212. ТП-2462Б (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	45
				2	Р+	46
				3	А-	47
				4	Р-	48
36		600/5	10000/√3/	1	А+	49

№ ИИК	Наименование ИИК	Ктт	Ктн	№ канала счетчика	Вид энергии "А" - активная "Р" - реактивная "+" - прием энергии "–" - отдача энергии	№ канала УСПД
	КРУ-10 кВ. Яч. 213. ТП-2978п (Прием/отдача)		100/√3	2	Р+	50
				3	А-	51
				4	Р-	52
37	КРУ-10 кВ. Яч. 214. РП-34 «В» (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	53
				2	Р+	54
				3	А-	55
				4	Р-	56
38	КРУ-10 кВ. Яч. 215. РП-81 «Б» (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	57
				2	Р+	58
				3	А-	59
				4	Р-	60
39	КРУ-10 кВ. Яч. 216. ТП-997 (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	61
				2	Р+	62
				3	А-	63
				4	Р-	64
40	КРУ-10 кВ. Яч. 217. РП-25 «Б» (Прием/отдача)	800/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	65
				2	Р+	66
				3	А-	67
				4	Р-	68
41	КРУ-10 кВ. Яч. 218. ОЛ/Резерв (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	69
				2	Р+	70
				3	А-	71
				4	Р-	72
42	КРУ-10 кВ. Яч. 219. ОЛ/Резерв (Прием/отдача)	600/5	10000/√3/ 100/√3	1	А+	73
				2	Р+	74
				3	А-	75
				4	Р-	76
54	КРУ-6 кВ. Яч. 401. СВ 43 (Прием/отдача)	3000/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	77
				2	Р+	78
				3	А-	79
				4	Р-	80
55	КРУ-6 кВ. Яч. 403. ТДГР-4-6 (Прием/отдача)	200/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	81
				2	Р+	82
				3	А-	83
				4	Р-	84
56	КРУ-6 кВ. Яч. 404. Завод «Е» (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	85
				2	Р+	86
				3	А-	87
				4	Р-	88
57	КРУ-6 кВ. Яч. 405. РП-27 «В» (Прием/отдача)	200/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	89
				2	Р+	90
				3	А-	91
				4	Р-	92
58	КРУ-6 кВ. Яч. 406. ТП-308 (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	93
				2	Р+	94
				3	А-	95
				4	Р-	96
59	КРУ-6 кВ. Яч. 407. ТП-3195П (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	97
				2	Р+	98
				3	А-	99

№ ИИК	Наименование ИИК	Ктт	Ктн	№ канала счетчика	Вид энергии "А" - активная "Р" - реактивная "+" - прием энергии "–" - отдача энергии	№ канала УСПД
				4	Р-	100
60	КРУ-6 кВ. Яч. 408. ТП-2871д (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	101
				2	Р+	102
				3	А-	103
				4	Р-	104
61	КРУ-6 кВ. Яч. 409. ИТК «Б» (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	105
				2	Р+	106
				3	А-	107
				4	Р-	108
62	КРУ-6 кВ. Яч. 410. В/ч (Прием/отдача)	200/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	109
				2	Р+	110
				3	А-	111
				4	Р-	112
63	КРУ-6 кВ. Яч. 411. ТСН-4 (Прием/отдача)	200/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	113
				2	Р+	114
				3	А-	115
				4	Р-	116
64	КРУ-6 кВ. Яч. 412. Мазутохозяйство (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	117
				2	Р+	118
				3	А-	119
				4	Р-	120
65	КРУ-6 кВ. Яч. 413. ОЛ/Резерв (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	121
				2	Р+	122
				3	А-	123
				4	Р-	124
66	КРУ-6 кВ. Яч. 414. ОЛ/Резерв (Прием/отдача)	600/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	125
				2	Р+	126
				3	А-	127
				4	Р-	128
67	КРУ-6 кВ. Яч. 415. Ввод Т-4 (Прием/отдача)	4000/5	6000/√3/ 100/√3	1	А+	129
				2	Р+	130
				3	А-	131
				4	Р-	132
77	ТСН-4 0,4 кВ (Прием/отдача)	300/5	-	1	А+	133
				2	Р+	134
				3	А-	135
				4	Р-	136

Для облегчения процесса отображения и обработки информации по данным об энергопотреблении формируются группы учета.

В таблицах 2.18 и 2.19 приведены перечни групп учета и законы группирования информации АИИС КУЭ для 2 пускового комплекса 2-й и 3-й очереди при реконструкции ПС.

Таблица 2.18 - Перечень групп учета и законы группирования для 2 пускового комплекса 2-й очереди

№ гр.	Название группы	Вид энергии	Закон группирования
Приём электроэнергии			
1	Энергия и мощность 1 секции ОРУ-110 кВ	Активная	1+5
2	Энергия и мощность 1 секции ОРУ-110 кВ	Реактивная	2+6
3	Энергия и мощность 1 секции КРУ-10 кВ	Активная	9+13+17+21+25+29+33+37+41 +45+49+53+57+61+65+69+73+ 77+81
4	Энергия и мощность 1 секции КРУ-10 кВ	Реактивная	10+14+18+22+26+30+34+38+ 42+46+50+54+58+62+66+70+ 74+78+82
5	Энергия и мощность 1 секции КРУ-6 кВ	Активная	85+89+93+97+101+105+109+ 113+ 117+121+125
6	Энергия и мощность 1 секции КРУ-6 кВ	Реактивная	86+90+94+98+102+106+110+ 114+ 118+122+126
Отдача электроэнергии			
7	Энергия и мощность 1 секции ОРУ-110 кВ	Активная	3+7
8	Энергия и мощность 1 секции ОРУ-110 кВ	Реактивная	4+8
9	Энергия и мощность 1 секции КРУ-10 кВ	Активная	11+15+19+23+27+31+35+39+ 43+47+51+55+59+63+67+71+ 75+79+83
10	Энергия и мощность 1 секции КРУ-10 кВ	Реактивная	12+16+20+24+28+32+36+40+ 44+48+52+56+60+64+68+72+ 76+80+84
11	Энергия и мощность 1 секции КРУ-6 кВ	Активная	87+91+95+99+103+107+111+ 115+ 119+123+127
12	Энергия и мощность 1 секции КРУ-6 кВ	Реактивная	88+92+97+100+104+108+112+ 116+ 120+124+128
Потребление электроэнергии на собственные нужды			
13	Трансформаторы собственных нужд ТСН-3, сторона 0,4 кВ	Активная	131
Баланс электроэнергии			
14	1 секции ОРУ-110 кВ	Активная	г.1 – г.7
15	1 секции ОРУ-110 кВ	Реактивная	г.2 – г.8
16	1 секции КРУ-10 кВ	Активная	г.3 – г.9
17	1 секции КРУ-10 кВ	Реактивная	г.4 – г.10
18	1 секции КРУ-6 кВ	Активная	г.5 – г.11
19	1 секции КРУ-6 кВ	Реактивная	г.6 – г.12
Потери электроэнергии			
20	Потери в трансформаторе Т-3	Активная	г.1 – (г.3 + г.5)
21	Потери в трансформаторе Т-3	Реактивная	г.2 – (г.4 + г.6)

Таблица 2.19 - Перечень групп учета и законы группирования для 2 пускового комплекса 3-й очереди

№ гр.	Название группы	Вид энергии	Закон группирования
Приём электроэнергии			
1	Энергия и мощность 2 секции ОРУ-110 кВ	Активная	1
2	Энергия и мощность 2 секции ОРУ-110 кВ	Реактивная	2
3	Энергия и мощность 2 секции КРУ-10 кВ	Активная	5+9+13+17+21+25+29+33+37+41+45+49+53+57+61+65+69+73
4	Энергия и мощность 2 секции КРУ-10 кВ	Реактивная	6+10+14+18+22+26+30+34+38+42+46+50+54+58+62+66+70+74
5	Энергия и мощность 2 секции КРУ-6 кВ	Активная	77+81+85+89+93+97+101+105+109+ 113+ 117+121+125+129
6	Энергия и мощность 2 секции КРУ-6 кВ	Реактивная	78+82+86+90+94+98+102+106+110+ 114+ 118+122+126+130
Отдача электроэнергии			
7	Энергия и мощность 2 секции ОРУ-110 кВ	Активная	3
8	Энергия и мощность 2 секции ОРУ-110 кВ	Реактивная	4
9	Энергия и мощность 2 секции КРУ-10 кВ	Активная	11+15+19+23+27+31+35+39+43+47+51+55+59+63+67+71+75
10	Энергия и мощность 2 секции КРУ-10 кВ	Реактивная	12+16+20+24+28+32+36+40+44+48+52+56+60+64+68+72+76
11	Энергия и мощность 2 секции КРУ-6 кВ	Активная	79+83+87+91+95+99+103+107+111+115+119+123+127+131
12	Энергия и мощность 2 секции КРУ-6 кВ	Реактивная	80+84+88+92+96+100+104+108+112+116+120+124+128+132
Потребление электроэнергии на собственные нужды			
13	Трансформаторы собственных нужд ТСН-4, сторона 0,4 кВ	Активная	135
Баланс электроэнергии			
14	2 секции ОРУ-110 кВ	Активная	г.1 – г.7
15	2 секции ОРУ-110 кВ	Реактивная	г.2 – г.8
16	2 секции КРУ-10 кВ	Активная	г.3 – г.9
17	2 секции КРУ-10 кВ	Реактивная	г.4 – г.10
18	2 секции КРУ-6 кВ	Активная	г.5 – г.11
19	2 секции КРУ-6 кВ	Реактивная	г.6 – г.12
Потери электроэнергии			
20	Потери в трансформаторе Т-4	Активная	г.1 – (г.3 + г.5)
21	Потери в трансформаторе Т-4	Реактивная	г.2 – (г.4 + г.6)

Указанный закон группирования каналов УСПД для оформления отчетов по приёму, отдаче, составления баланса по группам присоединений и расчета потерь электроэнергии относится к нормальному режиму работы энергоустановок, когда секционные выключатели находятся в отключённом положении.

Группы учета формируются на этапе пуско-наладки системы путём ввода точек учета, составляющих группу учета в экранных формах ПО. Состав и количество расчётных групп учета может уточняться на этапе пуско-наладки системы. Изменение или дополнение составляющих групп учета или дополнение групп должно быть оформлено в виде приложения к проектной документации.

2.4 Средства и способы связи для информационного обмена между компонентами системы

2.4.1 Организация каналов связи между ИИК и ИВКЭ

При организации информационного взаимодействия между вновь устанавливаемыми ИИК и каналообразующей аппаратурой используется интерфейс RS-485. Счетчики электроэнергии подключаются к шине RS-485 с использованием разветвителя интерфейса, устанавливаемого возле каждого счетчика. В удаленных концах кабелей ИИК производится включение согласующих резисторов номиналом 120 Ом (0,25 Вт) для подавления эффекта отражения. Сопротивление каждого согласующего резистора совпадает с волновым сопротивлением применяемого кабеля (120 Ом).

Шины интерфейсов RS-485 для присоединений 110 кВ и 0,4 кВ подключаются к УСПД.

Данные со счетчиков электроэнергии для присоединений 10 кВ и 6 кВ собираются по цифровым интерфейсам RS-485 в шкафы коммутации, находящиеся в КРУ-10 кВ и КРУ-6 кВ. Далее в шкафу коммутации интерфейсы RS-485 преобразуются в интерфейс Ethernet и поступают в оптический кросс, далее по оптоволоконной линии связи информация передается в шкаф УСПД (существующий), где преобразовываются в интерфейс Ethernet.

Каналы связи обеспечивают скорость передачи не менее 9600 бит/с и коэффициент готовности не хуже 0,95.

2.4.2 Организация каналов связи между ИВКЭ и ИВК

Потребителем информации АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково является информационная система верхнего уровня ИВК – АСКУЭ АО «ИЭСК».

Обмен данными между АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково и ИВК осуществляется в автоматическом режиме периодически и по запросам со стороны ИВК с предоставлением:

- информации;
- технической и служебной информации;
- данных о состоянии средств измерений;
- данных о состоянии объектов измерений.

Для передачи данных системы учета ПС 110 кВ Мельниково в ИВК существуют основной и резервный каналы связи ВОЛС.

Переключение с основного канала связи на резервный и обратно производится автоматически с фиксацией событий в программном обеспечении.

Каналы связи обеспечивают скорость передачи не менее 64 Кбит/с и коэффициент готовности не хуже 0,95.

2.5 Режимы функционирования и диагностирование работы системы

1. Штатный режим работы системы предполагает круглосуточную работу в автоматическом режиме:

- счетчиков учета, осуществляющих измерение заданных параметров и хранение требуемой информации с заданной глубиной;
- УСПД: сбор данных учета, преобразование полученных данных в физические величины, первичная обработка данных, передача данных по каналам связи на вышестоящие уровни иерархии системы;
- сервера БД уровня ИВК по заданной программе.

2. Аварийный режим:

- отдельные компоненты или часть компонентов вышла из строя, либо вышла из строя часть каналов связи;

3. Поверочный режим:

- работы по поверке и калибровке ТТ и ТН производят на отключенном оборудовании на месте эксплуатации;

4. Сервисный режим:

– проводится обслуживание и конфигурирование;

5. Ремонтный режим.

При любом из вышеперечисленных режимов работа АИИС КУЭ в целом не должна прекращаться. Выход из строя отдельных компонент Системы не должен сказываться на работе других компонент. При этом подразумеваются только те случаи, когда об аварийном состоянии компонента можно судить по его системе диагностики.

При выходе из строя каналов связи первичная информация по учету должна автоматически восстанавливаться во всех компонентах системы после восстановления работоспособности каналов связи, кроме случаев, когда время разрыва канала связи не превышает время хранения данных в компонентах системы.

Для поверочного режима предусмотрен комплекс мероприятий, обеспечивающих поверку и калибровку ТТ и ТН на месте эксплуатации. Для поверки счетчиков предусмотрены механизмы их замены.

При проведении пуско-наладочных, поверочных или ремонтных работ возможно функционирование системы в сервисном режиме с полуавтоматическим опросом данных со счетчиков.

Во всех режимах происходит автоматическое диагностирование состояния программно-технических средств и ведение журналов событий.

Структура Системы предусматривает возможность дальнейшей модернизации и развития, а именно:

- предусматривается возможность добавления в систему новых точек учёта;
- возможность наращивания аппаратных и программных средств без вывода системы из постоянной эксплуатации.

Представляемые к обработке данные приводятся в удобном для понимания виде.

Расчётная группа учёта - набор измерений в точках учёта, необходимых для проведения расчётов определенного типа. Расчётные группы формируются для облегчения процесса отображения и обработки информации по данным об энергопотреблении объектов.

Расчётные группы учёта формируются в УСПД и ИВК. Перечень каналов учёта приведен в Таблицах 2.16, 2.17 - Перечень каналов учета.

Формирование групп учёта дает возможность получения информации по всем статьям учёта, обеспечивающим учет электроэнергии. Также дает возможность осуществлять контроль над показателями работы предприятия и его структурных подразделений. При вводе системы в опытную эксплуатацию формируются группы учёта, приведенные в Перечне групп учета и законы группирования (Таблицы 2.18, 2.19). Состав и количество

расчётных групп учёта может уточняться на этапе пуско-наладки системы. Корректировка осуществляется путём ввода/удаления точек учёта, составляющих расчётную группу учёта в экранных формах ПО. Изменение или дополнение составляющих групп учёта или дополнение расчётных групп должно быть отражено в Исполнительной документации.

Проектом предусматривается учет активной и реактивной энергии и контроль потребления активной мощности по каждой точке учёта и группам каналов учёта при модернизации АИИС КУЭ ПС в виде следующих отчетов:

- часовые отчеты (разрешение по времени 60 минут);
- суточные отчеты (разрешение по времени 60 минут);
- месячные отчеты (разрешение по времени 24 часа);
- годовые отчеты (разрешение по времени 1 месяц).

2.6 Решения по мониторингу и диагностированию работы системы

Мониторинг состояния АИИС КУЭ предназначен для информационного обеспечения управления процессами функционирования системы учёта, включая:

- контроль состояния средств измерений (диагностика неисправностей и ведение журналов событий ИВКЭ, ИИК);
- сбор служебной информации о состоянии средств сбора, обработки и передачи информации;
- контроль выполнения процесса сбора и передачи данных в АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково является самотестируемой системой, ведет журналы отказов, неисправностей, пропадания напряжения и других нештатных ситуаций работы оборудования и вмешательствах персонала.

Результаты самотестирования, журналы отказов и неисправностей доступны со стороны ИВК.

Программно-аппаратная система контроля работоспособности и диагностирования неисправностей АИИС КУЭ ПС обеспечивает решение следующих задач:

- проверку работоспособности и обнаружение отказов оборудования;
- отыскание неисправностей с точностью до отдельного элемента или группы элементов замены;
- сигнализацию о возникновении отказа и результатах проверок работоспособности.

2.7 Размещение технических средств АИИС КУЭ

При модернизации АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково проектом предусматривается установка новых счетчиков:

- на дверях релейных отсеков ячеек 10 кВ – 37 шт.;
- на дверях релейных отсеков ячеек 6 кВ – 25 шт.;
- на вводных панелях ЩСН 0,4 кВ в ОПУ – 2 шт.

На панели учета в ОПУ расположены существующие счетчики для присоединений 110 кВ – 3 шт.;

Опрос счетчиков осуществляется по цифровым интерфейсам RS-485.

Рядом с каждым счетчиком предусматривается установка испытательной коробки, обеспечивающей подключение образцового счетчика и замену счетчика без отключения присоединения. Крышка испытательной коробки имеет возможность опломбирования. Рядом со счетчиком предусматривается размещение интерфейсного разветвителя для подключения интерфейса RS-485 (передача данных учета в ИВКЭ).

Проектом предусматривается установка Шкафов коммутации в КРУ-10 кВ и КРУ-6 кВ в составе:

- коммутатор Ethernet;
- преобразователь интерфейсов RS-485/ Ethernet;
- кросс оптический.

При модернизации АИИС КУЭ ПС проектом предусматривается использование существующего оборудования ИВКЭ – УСПД, каналообразующей аппаратуры, расположенных в существующем Шкафу УСПД в ОПУ.

Используемые по проекту средства вычислительной техники по требованиям безопасности соответствуют ГОСТ 25861-83, ГОСТ Р 50571.5.54-2013, ГОСТ Р 50571.22-2000.

Для обеспечения безопасности людей и защиты оборудования, в соответствии с ПУЭ гл. 1.7, проектом предусматривается защитное заземление (зануление) и уравнивание потенциалов.

В соответствии с требованиями п.1.7.82 ПУЭ вновь устанавливаемое оборудование включается в систему уравнивания потенциалов, PE-шины шкафов соединяются с контуром заземления ПС.

Технические средства Системы устанавливаются таким образом, чтобы обеспечивалась их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание. Безопасность при эксплуатации оборудования обеспечивается проведением следующих мероприятий:

- размещением оборудования с обеспечением необходимого для обслуживания пространства;
- соблюдением нормативных расстояний от рабочих мест до эвакуационных выходов;
- устройством заземления;
- выбором марок кабелей, проводов и способа прокладки;
- выбором установок автоматических выключателей защиты сети от токов короткого замыкания и перегрузки;
- наличием средств для закорачивания токовых цепей в месте установки оборудования, к которому подведены токовые цепи;
- оборудованием помещения индивидуальными средствами пожаротушения.

В помещении все металлические несущие конструкции токопроводящих устройств должны быть надежно присоединены к контуру заземления (корпус стойки, кабельные металлоконструкции, закладные строительные конструкции, арматура освещения и т.п.). Работа без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них в электроустановках с напряжением до 1000В производят, стоя на диэлектрическом коврике, применяя инструмент с изолирующими рукоятками, а также используя диэлектрические перчатки. До начала работ выполняются технические и организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работающих. Защитные средства должны удовлетворять требованиям «Правил использования и испытания защитных средств, применяемых в электроустановках». Электрические цепи силовых и других линий, а также электроустановки должны быть смонтированы по правилам ПУЭ на напряжение до 1000В и соответствовать ГОСТ 12.1.019-2017.

Для снабжения электроэнергией активного оборудования проектом предусматривается отдельная выделенная сеть электропитания (отдельный кабель от щита питания).

Заземление оборудования должно быть надежно соединено с контуром заземления. Сопротивление заземляющего проводника между оборудованием и контуром заземления электроустановки не должно превышать 0,01 Ом. В качестве заземляющего проводника необходимо использовать гибкий медный провод или медную полосу заземления сечением не менее 6 мм^2.

Сопротивление заземляющего устройства, используемого для заземления применяемого в проекте электрооборудования, должно быть не более 4 Ом.

Для питания компьютеров и другой вычислительной техники используется трехпроводная сеть с защитным заземлением и соответствующие розетки и вилки.

Выбранное проектом оборудование защищено от грозовых помех, проникающих по цепям питания, имеет гальванические развязки с цепями управляющих и контролируемых объектов, обеспечивающие защиту от проникновения импульсных помех до 1500 В. Аппаратура каналов связи имеет изоляцию по линии связи не менее 1500 В и включает в себя сетевые фильтры для защиты от внешних помех.

Для обеспечения безопасности людей от поражения электрическим током в проекте предусмотрена защита от прямого и косвенного прикосновения (выбор оборудования, применение шкафов).

Защита от прямого прикосновения обеспечивается изоляцией токоведущих частей в соответствии с заводскими стандартами на оборудование и кабельные трассы, и уровнями напряжения в сетях.

Защита от косвенного прикосновения обеспечивается надежным заземлением во всех доступных прикосновению проводящих частей электрооборудования.

По общим требованиям безопасности выбранное проектом оборудование соответствует ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

Работы по монтажу и наладке оборудования должны проводиться в соответствии с требованиями ПУЭ, СП 76.13330.2016 и ГОСТ 12.3.032-84 квалифицированным персоналом. Монтажники должны иметь подготовку не ниже квалификационной группы по технике безопасности, предусмотренной Приказом Минтруда России №903н от 29.04.2022 г. и обеспечены защитными средствами.

2.8 Решения по защите применяемых компонентов АИИС КУЭ

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

2.8.1 Защита от механических воздействий

Счетчики соответствуют требованиям ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.091-2012 по общей безопасности; относятся к приборам класса защиты - не ниже II по ГОСТ Р 53333-2008.

Конструкция счетчиков обеспечивает отсутствие чрезмерного перегрева в рабочем состоянии в соответствии с требованиями ГОСТ IEC 61010-1-2014.

Сопротивление изоляции электрически не связанных цепей относительно друг друга и корпуса счетчика не менее:

- 20 МОм – в нормальных условиях применения;
- 5 МОм – при температуре 60 °С и влажности не более 80 %;
- 2 МОм – при температуре 30 °С и влажности 95 %.

2.8.2 Защита от климатических воздействий

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчики относятся к группе 5 по ГОСТ 22261-94. По условиям климатического исполнения счетчики относятся к категории УХЛ3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69.

Счетчики электрической энергии устанавливаются в помещении, где температура воздуха в течение года находится в пределах рабочего диапазона счетчиков. Применение

дополнительных устройств, обеспечивающих механическую защиту или поддерживающих рабочую температуру счетчиков, не требуется.

2.8.3 Защита от электромагнитных воздействий

Защищенность счетчика от электромагнитных помех соответствует ГОСТ 31818.11-2012.

Для снижения уровня помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений в соответствии с «Методическими указаниями по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех» (СО 153-34.20.501-2003) проектом предусматриваются следующие требования к прокладке кабельных линий и заземлению их экранов:

- вторичные кабели с цепями измерения прокладываются по разным трассам;
- в цепях линий связи предусматривается экранированный кабель.

Для обеспечения нормальной работы устройств ИИК, предусматривается заземление устройств этих систем и заземление информационных кабелей.

Рабочее заземление осуществляется присоединением рабочих (схемных) точек заземления устройств к зажимам контура заземления.

Для защиты от электромагнитных воздействий применяются экранированные электрические кабели и оптические линии связи.

Заземление экрана информационного кабеля связи со счетчиками осуществляется в одной точке со стороны УСПД.

2.8.4 Защита от несанкционированного доступа

Информация, собираемая в АИИС КУЭ, используется для коммерческих расчетов. Поэтому она имеет степень защиты, соответствующую требованиям защиты коммерческой информации.

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

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

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ должны быть приняты меры, исключающие несанкционированное увеличение допустимой нагрузки во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения. Для обеспечения выполнения этого требования необходимы следующие технические и организационные мероприятия:

- опломбирование всех разъемных соединений электрических цепей, подключение к которым дополнительных технических устройств или замена может привести к увеличению допустимой нагрузки на измерительные трансформаторы;
- на подстанции должны быть эксплуатационные схемы с изображением счетчиков, включенных во вторичные цепи измерительных трансформаторов и указанием мест опломбирования. Все изменения во вторичных цепях измерительных трансформаторов учета должны быть отражены в этих схемах.

Опломбированию в цепях тока ИИК подлежат разъемные соединения (на трансформаторах тока, переходных зажимах ячеек) и коробки испытательные переходные.

Опломбированию в цепях напряжения ИИК подлежат коробки испытательные переходные и разъемные соединения (на трансформаторах напряжения, переходных зажимов ячеек).

Счетчики имеют встроенные способы защиты от несанкционированного доступа к данным. Доступ к счетчику защищен трехуровневой системой паролей.

Каждый установленный расчётный счётчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счётчика, пломбы с клеймом Госповерителя и ОТК завода-изготовителя, а на зажимной крышке - пломбу энергоснабжающей организации.

Шкаф коммутации для защиты от несанкционированного доступа и хищения оборудования имеет в своей конструкции замки и возможность пломбирования.

Организационным мероприятием, ограничивающим доступ к оборудованию ИИК, ИВКЭ, является составление списка лиц, имеющих право доступа к названному оборудованию. Приказ с введением режима доступа и список допускаемых лиц утверждается главным инженером предприятия.

Программное обеспечение также позволяет ограничивать доступ пользователей при работе в программе и доступе к базе данных.

Для каждого пользователя предусмотрен свой уникальный пароль. Доступ к информации на основе разграничения прав пользователей с использованием паролей осуществляется к следующим устройствам:

- счетчик электроэнергии - при попытке считать данные через оптопорт или параметризации;
- устройство сбора и передачи данных.

Дополнительно в каждом счетчике ведется журнал событий, где фиксируется время и дата связи со счетчиком.

2.9 Решения по электропитанию компонентов АИИС КУЭ

Вновь устанавливаемые счетчики имеют входы для резервного питания однофазной сети 220 В. Резервное питание для вновь устанавливаемых счетчиков, как и для счетчиков существующей системы, подается индивидуально от АВР.

2.10 Решения по организации эксплуатации оборудования АИИС КУЭ

2.10.1 Основные решения по эксплуатации

Гарантийные сроки эксплуатации оборудования, которое не изготавливается Исполнителем либо подрядчиками, должны соответствовать требованиям технической документации соответствующих изготовителей.

Дистрибутивное программное обеспечение АИИС КУЭ должно храниться у Заказчика на внешних носителях с инструкцией и программой инсталляции.

Технические средства АИИС КУЭ ПС рассчитаны на непрерывную круглосуточную эксплуатацию и на работу в режиме периодического включения в течение суток.

Программные средства контроля состояния технических средств обеспечивают контроль, диагностику и тестирование в целях обнаружения и локализации неисправностей в технических средствах в автономном режиме и в процессе функционирования ИИК (без нарушения работоспособности комплексов) с возможностью отображения состояния технических средств.

Ремонт средств технического обеспечения АИИС КУЭ ПС должен производиться в лабораторных условиях, за исключением измерительных трансформаторов.

Требования к регламенту обслуживания определяются инструкциями по эксплуатации на приборы учёта.

Требования к параметрированию счетчиков представлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 - Общие требования к параметрированию счетчиков

№ п/п	Параметр	Значение
1	Наименование точки учета	Диспетчерское наименование присоединения
2	Связной номер	По номеру ИИК (PIK)
3	Параметры обмена по шине RS485	Скорость - 9600 Бод, четность - нет
4	Коэффициент трансформации по напряжению и току	1/1
5	Время интегрирования мощности для первого и второго массива профиля мощности	60/3 мин
6	Дата и время точное	Местное
7	Переход на сезонное время	Запрещен
8	Пароли первого и второго уровня доступа к данным	Пароли: Первого уровня доступа – (указывается в прилагаемой документации к счетчику); Второго уровня доступа – (указывается в прилагаемой документации к счетчику);
9	Отчет	Журнал событий – считывать все, Расписание – считывать все.

Требования к параметрированию УСПД и сервера ИВК:

- Коэффициенты трансформации по напряжению и току ввести в УСПД и сервер БД;
- Группы учета, законы группирования выполнить в соответствии с п 2.3.

Инсталляция базового и дополнительного программного обеспечения выполняется в соответствии с руководствами на программно-технические средства.

2.10.2 Основные решения по монтажным работам

Монтаж кабельных проводок выполняется специализированной монтажной организацией. Все работы оформляются нарядом (распоряжением).

К работе может быть допущен персонал, прошедший обучение и проверку знаний методов безопасного ведения работ, а также инструктаж в соответствии с ГОСТ 12.0.004, и имеющий квалификационную группу не ниже третьей.

Монтажные и пуско-наладочные работы должны проводится в соответствии с требованиями СП 31-110-2003 и Приказом Минтруда России от 29.04.2022 №279н.

Работы вблизи токоведущих цепей должны проводится в соответствии с требованиями ПУЭ, МПОТ, СНиП12-03 и СНиП 12-04.

Защита от импульсных помех обеспечивается путем применения экранированного кабеля. Для корректной работы оборудования рекомендуется осуществить мероприятия по приведению контура заземления к следующим параметрам:

- сопротивление – не более 4 Ом
- переходное сопротивление – не более 2000 мкОм.

После получения оборудования Системы Заказчиком, необходимо проверить его комплектность на соответствие «Спецификации оборудования», графическая часть 1-ЮЭС-2024-ИОС1.6.СО-ГЧ, упаковочным ведомостям и паспортам на технические средства.

2.10.3 Мероприятия по приемке АИИС КУЭ в эксплуатацию

После завершения монтажно-наладочных работ по модернизации АИИС КУЭ должны быть предусмотрены процедуры комплексных испытаний, опытной эксплуатации и приемки в постоянную эксплуатацию.

Исполнитель после окончания монтажно-наладочных работ извещает Заказчика о готовности АИИС КУЭ к вводу в опытную эксплуатацию.

Во время проведения опытной эксплуатации Системы (в течение одного месяца) производятся:

- Испытания в соответствии с Программой испытаний;
- Поверка АИИС КУЭ подстанции.

Прохождение поверки Системы удостоверяется:

- свидетельством о поверке или клеймом поверителя и соответствующей записью в Таблице формуляра.

После проведения поверки представитель системной организации опломбирует технические средства, клеммные коробки, другое оборудование, входящее в измерительный канал.

Заказчик оформляет приказ о проведении предварительных испытаний. Исполнитель совместно с Заказчиком организует и проводит предварительные испытания.

Эксплуатация Системы производится в соответствии с Руководствами пользователя и руководствами по эксплуатации на программно-технические средства.

При нормальном функционировании АИИС КУЭ обслуживающий персонал выполняет техническое обслуживание входящих в состав АИИС КУЭ программно-технических средств в соответствии с эксплуатационной документацией на эти средства и требованиями по эксплуатации АИИС КУЭ :

- Ежемесячное техническое обслуживание ТО-2;
- Полугодовое техническое обслуживание ТО-3;
- Подготовка и проведение метрологической поверки Системы ТО-4;
- Внеплановое обслуживание по ремонту (по истечении гарантийного срока эксплуатации).

2.10.4 Создание необходимых подразделений и рабочих мест, обучение и проверка квалификации персонала

В существующую организационную структуру ИВК (АСКУЭ АО «ИЭСК») с вводом в действие модернизированной АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково внесение изменений не планируется.

Оборудование АИИС КУЭ, размещенное на подстанции, не требует постоянного присутствия эксплуатационного персонала.

Специалист, осуществляющий установку, обслуживание и ремонт счетчиков, должен пройти инструктаж по технике безопасности при работе с радиоэлектронной аппаратурой и иметь квалификационную группу не ниже третьей.

Специалист, осуществляющий обслуживание ТТ, ТН и вторичных цепей ТТ, ТН должен иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы, и квалификационную группу не ниже третьей.

Установку, обслуживание и ремонт счетчиков необходимо выполнять в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на соответствующие технические средства.

3. Техническое обеспечение АИИС КУЭ ПС

В составе технического обеспечения АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково проектом по модернизации предусматриваются установка следующих технических средств:

- Измерительные трансформаторы тока и напряжения, графическая часть проекта 1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ л. 5.1, 5.2;
- 64 многофункциональных счетчиков электрической энергии учета активной и реактивной электроэнергии (класс точности 0,5S для измерений активной энергии по ГОСТ 31819.22-2012, класс точности 1,0 для измерений реактивной энергии по ГОСТ 31819.23-2012, одно- и двунаправленный учет, оснащенных двумя цифровыми интерфейсами RS-485 для передачи данных, оптопортом и входом дополнительного питания;
- Шкаф коммутации в составе:
  - коммутатор Ethernet;
  - преобразователь интерфейсов RS-485/ Ethernet;
  - кросс оптический.

Взаимосвязи между техническими средствами АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково представлены на схеме структурной в графической части проекта 1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ л.л. 8-10.

Шкаф коммутации собирается и тестируется на заводе-изготовителе, и поставляется на объект в виде законченного, готового к функционированию устройства, что обеспечивает простоту монтажа, наладки и ввода в эксплуатацию Системы. Для ввода Шкафа в эксплуатацию необходимо произвести нетрудоемкие подключения кабелей к клеммникам внешних соединений Шкафа, согласно схем Рабочей документации.

Все средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ ПС (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии), внесены в Госреестр средств измерений, имеют действующее свидетельство о поверке и допущены к применению в Российской Федерации.

3.1 Основные решения по измерительным трансформаторам тока, трансформаторам напряжения и их вторичным цепям

В состав измерительных каналов при модернизации АИИС КУЭ входят трансформаторы тока и напряжения:

- трансформаторы тока на стороне 110 кВ, класс точности 0,2S;
- трансформаторы тока на стороне 10 кВ, класс точности 0,5S;
- трансформаторы тока на стороне 6 кВ, класс точности 0,5S;
- трансформаторы тока на стороне 0,4 кВ, класс точности 0,5S;
- трансформаторы напряжения на стороне 110 кВ, класс точности 0,2;
- трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ, класс точности 0,5
- трансформаторы напряжения на стороне 6 кВ, класс точности 0,5.

Средняя наработка на отказ измерительных трансформаторов:

- трансформаторов тока – не менее 400 000 часов (по ГОСТ 7746-2015);
- трансформаторов напряжения – не менее 4 000 000 часов (по ГОСТ 1983-2015).

Средний срок службы измерительных трансформаторов:

- трансформаторов тока – не менее 30 лет (по ГОСТ 7746-2015);
- трансформаторов напряжения – не менее 30 лет (по ГОСТ 1983-2015).

Межповерочный интервал измерительных трансформаторов составляет:

- трансформаторов тока – не менее 8 лет;
- трансформаторов напряжения – не менее 8 лет.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения имеют необходимый класс точности и выбраны в соответствии с требованиями документа «Правила устройства электроустановок» по термической и электродинамической прочности. Трансформаторы тока выполнены по ГОСТ 7746-2015, трансформаторы напряжения – по ГОСТ 1983-2015.

Расчет нагрузки трансформаторов и падения напряжения в измерительных цепях приведены в п.2.1.3 «Обоснование выбора измерительных ТТ, ТН и вторичных цепей».

Во всех эксплуатационных режимах не допускается перегрузка измерительных трансформаторов по вторичным цепям.

Для учета предусматривается установка отдельных вторичных обмоток ТТ и ТН соответствующих классов точности.

Выводы вторичных обмоток измерительных трансформаторов, используемые в цепях учета, защищены от несанкционированного доступа (установка пломб, марок и т.п.).

Трансформаторы тока и напряжения устанавливаются в трех фазах.

3.2 Основные решения по выбору счетчиков электрической энергии

К установке для целей учета при модернизации АИИС КУЭ проектом предусматривается применение многофункциональных средств измерений, в отношении которых последняя государственная поверка состоялась не позднее одного года для трёхфазного прибора учёта.

Технические параметры и метрологические характеристики счётчиков соответствуют требованиям ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S», ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23 «Статические счетчики реактивной энергии».

На ИИК точек учета Системы для присоединений 110 кВ предусматривается использование существующих многофункциональных счѐтчиков электрической энергии класса точности 0,5S/1,0, для присоединений 10, 6, 0,4 кВ предусматривается установка многофункциональных счѐтчиков электрической энергии класса точности 0,5S/1,0, измеряющих активную/реактивную электроэнергию и мощность в одном и двух направлениях, измеряющих параметры трехфазной электрической сети. Все счетчики имеют память для хранения двух графиков нагрузки (ГН). Первый ГН запрограммирован на 60-ти минутный расчетный интервал, второй - на 3-х минутный технический интервал.

Каждый счетчик снабжен двумя портами цифрового интерфейса RS-485 (один из них основной, второй - дополнительный) для подключения к коммуникационной аппаратуре и передачи данных на вышестоящие уровни.

Все счетчики снабжены функцией резервного питания для обеспечения работы счетчиков при отключении цепей напряжения.

Счетчики имеют встроенные энергонезависимые часы, обеспечивающие ведение даты и времени (точность хода не хуже ± 5 с/сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ).

Счетчик обеспечивает защиту от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом защита обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.).

Проектом предусматривается установка счетчиков:

- на дверях релейных отсеков ячеек КРУ-10 кВ;
- на дверях релейных отсеков ячеек КРУ-6 кВ;
- на вводных панелях ЩСН 0,4 кВ.

Счетчики для присоединений 110 кВ установлены на существующей панели учета в ОПУ.

Опрос счетчиков осуществляется по цифровому интерфейсу RS-485.

Рядом с каждым счетчиком предусматривается установка испытательной коробки, которая обеспечивает подключение образцового счетчика и замену счетчика без отключения присоединения. Крышка испытательной коробки имеет возможность опломбирования. Рядом со счетчиком предусматривается размещение интерфейсного разветвителя для подключения интерфейса RS-485.

Средняя наработка на отказ счетчиков - 220 000 часов.

Срок эксплуатации - не менее 30 лет.

Время восстановления счетчиков – 2 часа.

Межповерочный интервал счетчиков – 10 лет.

Работоспособность при температуре окружающего воздуха - -40 ÷ +60°С (по ГОСТ 7746-2015).

Применяемые в Системе счетчики ведут два базовых четырехканальных независимых массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной и реактивной мощности прямого и обратного направления (четыре канала в каждом массиве). Время хранения профиля мощности 113,7 суток при времени интегрирования 60 минут.

Счетчики обеспечивают возможность фиксирования следующих параметров и данных:

– журнал событий;
– журнал показателей качества электрической энергии;
– журнал провалов и перенапряжений;
– журнал превышения порога мощности;
– статусный журнал.

Функция ведения журналов, количество записей в журналах определяются программно. После заполнения журнала старые записи перезаписываются новыми.

Основные технические характеристики приведены в паспорте на счетчик, поставляемом в комплекте со счетчиком.

Профиль нагрузки программируется на 60-ти минутное усреднение мощности.

Порядок работы:

- ручной режим: информация считывается визуально с табло устройства индикации счетчика, устройство индикации позволяет считывать текущие значение энергии нарастающим итогом, основные и дополнительные параметры;
- дистанционный режим: счетчик имеет три равноприоритетных, независимых, гальванически развязанных интерфейса связи, два интерфейса RS-485 и оптопорт, что позволяет снимать данные удаленно (через УСПД).

Счетчики выполняют следующие функции:

- настройку параметров на конкретные условия эксплуатации;
- измерение электроэнергии с нарастающим итогом и вычисление усреднённой мощности за 3-х минутные и получасовые интервалы времени;
- синхронизация времени;
- ведения встроенного календаря и часов;
- ведение журнала(ов) событий (результаты самодиагностики, фиксация перерывов питания, попыток несанкционированного доступа, количества и дат связей со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям параметров, факты превышения установленных пределов и т.п.);
- предоставление измеренных данных и журналов событий счетчика;
- защиту от несанкционированного изменения параметров, измеренных данных и журналов событий;
- защиту от несанкционированного предоставления информации;
- сохранение информации при отсутствии питания;
- автоматическую самодиагностику при включении питания, по расписанию и

по внешнему запросу;

- подсветку экрана счетчика.

Для сервисного обслуживания счетчика заводом-изготовителем поставляется ПО, предназначенное для конфигурации и чтения информации со счетчиков по RS-485 интерфейсу или оптопорту.

3.3 Решения по организации обеспечения единого времени

Для измерения текущих значений времени и даты (с коррекцией времени по сигналам навигационных систем) и последующей передачи измеренных значений по цифровым интерфейсам в шкафу УСПД установлено устройство синхронизации времени.

Счетчики синхронизируются по времени от УСПД.

4. Решения по видам обеспечения

4.1 Решения по метрологическому обеспечению АИИС КУЭ

Состав работ по метрологическому обеспечению модернизируемой части АИИС КУЭ ПС в соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002 включает в себя:

- оформление паспортов-протоколов на измерительные комплексы;
- первичную поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;
- таблицу результатов расчета погрешности измерения электроэнергии по каждому измерительному каналу для значений cosφ в требуемых интервалах.

Метрологическое обеспечение учета должно осуществляться:

- на стадии проектирования - выделением в проектах метрологических разделов с расчетами и оценками предельных погрешностей элементов и ИИК в целом;
- на стадии изготовления приборов учета - проведением государственных приемочных и государственных контрольных испытаний;
- в процессе эксплуатации - периодической поверкой средств измерений (СИ).

Обязательному метрологическому контролю подлежат ИИК и их элементы.

Элементы ИИК (ТТ, ТН, счетчики электроэнергии) должны быть утверждены как типы средств измерений, внесены в государственный реестр средств измерений и должны иметь пломбы поверителя и действующие свидетельства о поверке.

Каждый установленный ИИК учета должен иметь паспорт-протокол, подписанный со стороны сетевой компании и потребителя. В случае замены СИ, входящих в состав измерительных комплексов, соответствующая информация вносится в паспорт-протокол ИИК.

В целях выполнения измерений подлежат применению аттестованные методики выполнения измерений (МИ).

МИ электроэнергии (мощности) разработана на основе типовой методики выполнения измерений (РД 34.11.334-97).

Поверке подлежат отдельные ИИК, включенные в описание типа на единичный экземпляр средства измерений АИИС КУЭ. Поверка производится в соответствии с нормативными документами, утверждаемыми по результатам испытаний по утверждению типа средства измерений.

До момента ввода модернизированной АИИС КУЭ в постоянную эксплуатацию должна быть проведена поверка агрегатных элементов измерительного тракта (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики), что должно быть подтверждено свидетельством о поверке.

При расчёте суммарной погрешности учитываются следующие составляющие:

- токовая погрешность трансформатора тока по ГОСТ 7746-2015;
- погрешность напряжения трансформатора напряжения по ГОСТ 1983-2015;
- основная погрешность счетчика по ГОСТ 31819.22-2012 (для реактивной энергии - ГОСТ 31819.23-2012);
- погрешность трансформаторной схемы включения счетчика за счет угловых погрешностей трансформатора тока, трансформатора напряжения и коэффициента мощности;
- дополнительные погрешности счетчика электроэнергии от влияния внешних факторов;
- погрешность из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения в соответствии с ПУЭ, Инструкцией по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей;
- погрешность текущего времени (погрешность встроенного таймера) при измерении текущего календарного времени в соответствии с технической документацией на

компоненты АИИС КУЭ ПС, выполняющих функции по синхронизации времени и предназначенных для проведения измерений.

Нормы основной относительной погрешности измерения электрической энергии (мощности) по каждому ИИК, для значений cos φ в интервале 0,8 ÷ 1 не должны превышать:

- для области нагрузок до 2% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) - не регламентируется;
- для области малых нагрузок (2 – 20% включительно) не хуже 2,9%;
- для диапазона нагрузок 20 - 120% не хуже 1,7%.

Нормы основной относительной погрешности измерения электрической энергии (мощности) по каждому измерительному комплексу, для значений cos φ в интервале 0,5 ÷ 0,8 не должны превышать:

- для области нагрузок до 2% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
- для области малых нагрузок (2 - 20% включительно) не хуже 5,5%;
- для диапазона нагрузок 20 - 120% не хуже 3,0%.

Нормы погрешности измерения электрических параметров сети:

- нормы относительной погрешности измерения тока – не хуже 1,0%;
- нормы относительной погрешности измерения напряжения – не хуже 1,0%;
- нормы относительной погрешности измерения частоты – не хуже 0,05 %.

Оценка состояния измерительных каналов должна осуществляться в соответствии с Положением о порядке проведения ревизии и маркирования специальными знаками визуального контроля средств учета электрической энергии (утв. Минтопэнерго РФ 16.09.98, Госстандартом РФ 03.10.98; зарегистрировано в Минюсте РФ 20.10.98 №1636).

Ревизия должна осуществляться путем инструментальных измерений и визуального осмотра, проверки пломб и технической документации средств учета электрической энергии.

В ходе ревизии должны быть проверены:

- установка приборов учета на границе сетей со смежными по электрическим сетям субъектами и способ учета потерь электроэнергии на участке от границы до места установки приборов учета, если они установлены не на границе сетей;
- соответствие классов точности электросчетчиков и измерительных трансформаторов тока и напряжения требованиям действующих нормативных правовых актов об устройстве электроустановок;
- наличие необходимых пломб на приборах учета;
- соблюдение межповерочных интервалов электросчетчиков, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения;
- соответствие коэффициентов трансформации трансформаторов тока реальным режимам загрузки проверяемых присоединений;
- отсутствие перегрузки на трансформаторах напряжения, к которым подсоединены электросчетчики;
- величина потерь напряжения в соединительных проводах от трансформаторов напряжения до электросчетчиков и ее соответствие требованиям действующих правил устройства электроустановок;
- соответствие температурного режима эксплуатации электросчетчиков требованиям технических паспортов поверяемых приборов;
- наличие и количество незащищенных от несанкционированного вмешательства клеммных соединений в цепях учета, проводов трансформаторов напряжения, подлежащих маркированию знаками;
- правильность схемы включения приборов учета.

Средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ ПС (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии), внесены в Госреестр

средств измерений, допущенных к применению в Российской Федерации, и имеют действующее свидетельство о поверке.

4.1.1 Методика расчета погрешности

В соответствии с РД 153-34.11.209-99 доверительную границу относительной погрешности измерительного канала при измерениях количества электроэнергии (приписанную характеристику погрешности измерений) вычисляют по формуле:

$$\delta_W = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_Л^2 + \delta_{СО}^2 + \sum_{i=1}^{n}\delta_{СДi}^2 + \delta_T^2 + \delta_{у.с.}^2}\,, \qquad (1)$$

где δ_J – предел допускаемой относительной погрешности тока ТТ, %;

δ_U - предел допускаемой относительной погрешности напряжения ТН, %;

δ_θ – предел допускаемой относительной погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;

$\delta_Л$ - предел допускаемой относительной погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН. При расчете предела допускаемой относительной погрешности ИИК берется максимальное значение для группы ИИК;

$\delta^{СО}$ – предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика, %;

$\delta_{СДi}$ – предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика, возникающей из-за отклонения i-й влияющей величины от ее нормального значения, %;

n – число влияющих величин, учитываемых при определении дополнительной погрешности счетчика;

δ_T – предел допускаемой относительной погрешности измерения текущего времени, %;

$\delta_{у.с.}$ – относительная погрешность устройства сбора и передачи данных, %.

$$\delta_{СДi} = K_i \cdot \Delta\xi_i \qquad (2)$$

где K_i – значение i-ой функции влияния, % на единицу влияющей величины; определяется по ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ 31819.22-2012 или РЭ на счетчик;

$\Delta\xi_i$ – наибольшее отклонение i-ой влияющей величины от ее нормального значения, в единицах измеряемой величины; определяется по фактическим результатам наблюдения за изменением i-ой влияющей величины на энергообъекте.

4.1.2 Определение погрешности трансформатора тока

Согласно ГОСТ 7746-2015 ТТ класса точности 0,2S, 0,5S в рабочих условиях применения при установившемся режиме имеют погрешности, приведенные в таблице 4.1 (для вторичных нагрузок ТТ от 25 до 100% от номинальной мощности и $cos\varphi_2 \geq 0{,}8_{инд.}$).

Таблица 4.1 – Пределы основной допускаемой погрешности трансформаторов тока

Класс точности ТТ	Первичный ток, в % от и до от номинального значения	Предел допускаемой погрешности	
		токовой, %	угловой, мин
0,2S	1	±0,75	±30'
	5	±0,35	±15'
	20	±0,2	±10'
	100	±0,2	±10'
	120	±0,2	±10'
0,5S	1	±1,5	±90'
	5	±0,75	±45'
	20	±0,5	±30'
	100	±0,5	±30'
	120	±0,5	±30'

4.1.3 Определение погрешности трансформатора напряжения

Согласно ГОСТ 1983-2015 ТН в рабочих условиях применения при установившемся режиме имеют погрешности, приведенные в таблице 4.2 (для вторичных нагрузок ТН от 25 до 100% от номинальной мощности, $cos\varphi_2 \geq 0{,}8_{инд}$, диапазона первичных напряжений от 0,8 до 1,2 номинального).

Таблица 4.2 - Пределы основной допускаемой погрешности трансформаторов напряжения

Класс точности ТН	Предел допускаемой погрешности	
	напряжения, %	угловой, мин
0,2	±0,2	±10'
0,5	±0,5	±20'

4.1.4 Расчёт погрешности трансформаторной схемы подключения счётчика

Погрешность трансформаторной схемы подключения счётчика активной электроэнергии вычисляют по формуле:

$$\delta_\theta = 0{,}029 \cdot \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \cdot \sqrt{1 - cos^2\varphi} \,/cos\varphi \qquad (3)$$

Погрешность при измерениях количества реактивной электроэнергии вычисляют по формуле:

$$\delta_\theta = 0{,}029 \cdot \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \cdot \cos\varphi / \sqrt{1 - \cos^2\varphi}$$

где θ_J - угловая погрешность ТТ по ГОСТ 7746-2015, мин;

θ_U - угловая погрешность ТН по ГОСТ 1983-2015, мин;

cosφ - коэффициент мощности по активной электроэнергии контролируемого присоединения, усредненный за 60 мин;

sinφ - коэффициент мощности по реактивной электроэнергии контролируемого присоединения, усредненный за 60 мин.

Значение коэффициента мощности *cosφ* (*sinφ*) определяется по измеренному тридцатиминутному значению активной W_p и реактивной W_Q электроэнергии:

$$\cos\varphi = \frac{|W_P|}{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}},$$

$$\sin\varphi = \frac{|W_Q|}{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}.$$

4.1.5 Расчёт погрешности потерь напряжения

Погрешность потерь напряжения во вторичных цепях присоединения счётчика к трансформатору напряжения вычисляется по следующей формуле:

$$\delta_Л = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{втор.ТН}} \cdot R_{\text{пр}}}{U_{\text{ном. втор. ТН}}} \cdot 100\%$$

Ток, протекающий во вторичных цепях трансформатора напряжения, определяется по формуле:

$$I_{\text{втор.ТН}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{U_{\text{втор.ТН}}}, \text{А}$$

Сопротивление кабеля $R_{каб}$ рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{каб.}} = \frac{l\rho}{S}, \ \text{Ом}$$

где l – длина провода (м) от ТН до счетчика электроэнергии;

ρ – удельное сопротивление (Ом·* мм^2)/м;

S – сечение провода (мм^2).

4.1.6 Расчёт основной погрешности счётчика

Согласно ГОСТ 31819.22-2012 счётчики активной (реактивной) энергии классов точности 0,2S (0,5); 0,5S (1,0) имеют пределы основной погрешности δ_{CO}, приведенные в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Пределы основной относительной погрешности счетчика

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, % для счётчиков класса точности			
		Класс точности по активной энергии		Класс точности по реактивной энергии	
		0,2S	0,5S	0,5	1,0
0,01 $I_{ном} \leq I < 0,05\ I_{ном}$	1	±0,4	±1,0	±1,0	±1,5
0,05 $I_{ном} \leq I < I_{max}$	1	±0,2	±0,5	±0,5	±1,0
0,02 $I_{ном} \leq I < 0,05\ I_{ном}$	0,5	±0,5	±1,0	±1,0	±1,5
0,05 $I_{ном} \leq I < I_{max}$	0,5	±0,3	±0,6	±0,6	±1,0

Основная погрешность счётчика реактивной энергии в соответствии с ГОСТ 31819.23-2012 вычисляется по формуле:

$$\delta_{\text{С.О}} = \pm K \cdot \left(0{,}9 + \frac{0{,}02}{m}\right).$$ при значениях m от 0,01 до 0,2;

$$\delta_{\text{С.О}} = \pm K\%.$$ при значениях m от 0,2 (включительно);

где K - класс точности счётчика реактивной энергии.

Коэффициент m вычисляется по формуле:

$$m = \frac{U \cdot I \cdot sin\varphi}{U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном}}}.$$

4.1.7 Расчёт дополнительных погрешностей счётчика

Существенными влияющими величинами для электронных счётчиков активной энергии согласно ГОСТ 31819.22-2012 являются:

- Дополнительная погрешность от изменения температуры $\delta_{c.t.}$, %;
- Дополнительная погрешность от изменения напряжения $\delta_{C.U}$, %;
- Дополнительная погрешность от изменения частоты $\delta_{C.f.}$, %;
- Дополнительная погрешность от электромагнитных полей $\delta_{C.H.}$, %

Существенными влияющими величинами для электронных счётчиков реактивной энергии согласно ГОСТ 31819.23-2012 являются:

- Дополнительная погрешность от изменения температуры $\delta_{c.t.}$, %;
- Дополнительная погрешность от изменения частоты $\delta_{C.f.}$, %;
- Дополнительная погрешность от электромагнитных полей $\delta_{C.H.}$, %

Согласно ГОСТ 31819.22-2012 дополнительные погрешности счётчиков активной/ реактивной энергии от влияющих величин на точность измерений равны значениям, приведенным в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Пределы дополнительной погрешности счетчика активной/реактивной энергии

Влияющая величина	Значение тока (симметричная нагрузка)	Коэффициент мощности	Пределы изменения погрешности, %, для счётчиков класса точности			
			Класс точности по активной энергии		Класс точности по реактивной энергии	
			0,2S	0,5S	0,5	1,0
Изменение напряжения измерительной цепи От $0{,}8U_{ном}$ до $1{,}15U_{ном}$	$0{,}01\ I_{ном} \le I < 0{,}05\ I_{ном}$	1	-	-	±0,2	±0,7
	$0{,}05\ I_{ном} \le I \le I_{max}$	1	±0,1	±0,2	±0,2	±0,7
	$0{,}05\ I_{ном} \le I \le I_{max}$	0,5 инд	±0,2	±0,4	±0,4	±1,0
Изменение частоты в пределах ±5%	$0{,}01\ I_{ном} \le I < 0{,}05\ I_{ном}$	1	-	-	±0,2	±1,5
	$0{,}05\ I_{ном} \le I \le I_{max}$	1	±0,1	±0,2	±0,2	±1,5
	$0{,}05\ I_{ном} \le I \le I_{max}$	0,5 инд	±0,1	±0,2	±0,2	±1,5
Внешнее магнитное поле индукции 0,5мТл	$I_{ном}$	1	±0,5	±1,0	±1,0	±2,0

4.1.8 Дополнительная погрешность счётчика от изменения напряжения

Согласно ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое отклонение напряжения не превышает +5%, а предельно допустимое отклонение напряжения не превышает +10% (для времени, не превышающего более 1 часа 12 минут в сутки). Для расчётов полной погрешности счётчиков, установленных на генераторных шинах электростанций допускается применять значение отклонения напряжения равное +5%, а для счётчиков в остальных точках измерения допускается применять значение отклонения напряжения равное +10%.

Дополнительную погрешность счётчика активной энергии от изменения напряжения допускается вычислять по формуле:

$$\delta_{\text{С.О}} = \pm k \cdot \frac{\left|U_{\max} - U_{\text{ном}}\right|}{U_{\text{ном.}}} \cdot 100\%,$$

где k - масштабный коэффициент, равный 1/10 предельного значения погрешности счётчика от изменения напряжения измерительной цепи на +10%.

4.1.9 Дополнительная погрешность счётчика от изменения частоты

Согласно ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое отклонение частоты не превышает +0,2Гц (+0,4%), а предельно допустимое отклонение частоты не превышает +0,4Гц (+0,8%) (для времени, не превышающего более 1 часа 12 минут в сутки). Для расчётов полной погрешности счётчиков, установленных на генераторных шинах электростанций допускается применять значение отклонения напряжения равное +0,4%, а для счётчиков в остальных точках измерения допускается применять значение отклонения напряжения равное +0,8%.

Дополнительную погрешность счётчика активной энергии от изменения частоты допускается вычислять по формуле:

$$\delta_{\text{C.f}} = \pm k \cdot \frac{\left| f_{\max} - f_{\text{ном}} \right|}{f_{\text{ном.}}} \cdot 100\%,$$

где k - масштабный коэффициент, равный 1/5 предельного значения погрешности счётчика от изменения частоты на +5%.

Для счётчиков реактивной энергии согласно ГОСТ 31819.23-2012 предел допускаемого значения дополнительной погрешности при отклонении частоты от нормального значения до предельных рабочих значений (+5%) равен

$\delta_{c.t.}$ = 0,5 $\delta_{C.O.}$ % от основной погрешности счётчика.

Дополнительную погрешность счётчика реактивной энергии от изменения частоты допускается вычислять по формуле:

$$\delta_{\text{C.f}} = \pm 0{,}1 \cdot \frac{\left| f_{\max} - f_{\text{ном}} \right|}{f_{\text{ном.}}} \cdot \delta_{\text{C.O}} \cdot 100\%.$$

4.1.10 Дополнительная погрешность счётчика от внешнего магнитного поля

Для счётчиков активной энергии погрешность от внешнего магнитного поля индукции 0,5мТл выбирается по ГОСТ 31819.22-2012 (Таблица 8) для всех диапазонов $I_{ном}$:

$\delta_{C.H}$ = ± 1,0% для счётчиков класса точности 0,2S, 0,5S.

Для счётчиков реактивной энергии погрешность от внешнего магнитного поля индукции 0,5мТл выбирается по ГОСТ 31819.23-2012 (п.1.9) для всех диапазонов $I_{ном}$.

$\delta_{C.H}$ = ± $\delta_{C.O.}$ % от основной погрешности счётчика.

4.1.11 Дополнительная погрешность счётчика от изменения температуры

Согласно ГОСТ 31819.22-2012 дополнительная погрешность счётчика активной/реактивной энергии от изменения температуры $\delta_{c.t.}$ равна значениям, приведенным в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Пределы дополнительной погрешности счетчика от изменения температуры

Значение тока	Коэффициент мощности	Средний температурный коэффициент, %/°С, для счётчиков класса точности			
		Класс точности по активной энергии		Класс точности по реактивной энергии	
		0,2S	0,5S	0,5	1,0
0,05 $I_{ном} \le I \le I_{max}$	1	±0,01	±0,03	±0,03	±0,05
0,05 $I_{ном} \le I \le I_{max}$	0,5	±0,02	±0,05	±0,05	±0,07

Дополнительную погрешность счётчика активной энергии от изменения температуры допускается вычислять по формуле:

$$\delta_{C.t} = \pm k \cdot \left| t_{max} - t_{норм} \right| \%,$$

где k - масштабный коэффициент, равный среднему температурному коэффициенту в диапазоне температур от -40°С до +60°С.

Дополнительная погрешность счётчика реактивной энергии от изменения температуры $\delta_{c.t.}$ по ГОСТ 31819.23-2012 равна

$$\delta_{C.t} = \pm 0{,}05 \cdot \delta_{C.O} \cdot \left| t_{max} - t_{норм} \right| \%.$$

При расчёте дополнительной погрешности счётчика от изменения температуры рассчитывается максимальное отклонение предельной эксплуатационной температуры от нормальной - 20°С.

4.1.12 Расчёт погрешности измерения времени

В АИИС КУЭ автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах, в частности в счётчиках, где происходит датирование измерений.

Синхронизация времени АИИС КУЭ выполняется по сигналам точного времени спутниковой системы глобального позиционирования (GPS). В качестве приёмника сигналов GPS о точном астрономическом времени на ПС используется устройство синхронизации системного времени. УСПД в свою очередь синхронизирует внутренние часы счетчиков.

ИВК обеспечивает автоматическую синхронизацию времени УСПД с точностью не хуже ±5 секунд периодичностью не реже одного раза в 30 минут.

Синхронизация времени каждого счётчика осуществляется УСПД автоматически при обнаружении рассогласования времени счётчика и ИВК более чем на ±5 секунд периодичностью не реже одного раза в 30 минут.

Абсолютная погрешность измерения времени астрономического времени ИК пренебрежимо мала по сравнению с суммарной погрешностью информационно-измерительного канала, поэтому ее значением можно пренебречь (округление до двух значащих цифр по МИ-1317 пределов погрешности измерительного канала исключает влияние погрешности измерений времени).

4.1.13 Расчеты

По формуле (1) производится суммирование составляющих погрешности измерения активной (реактивной) электроэнергии.

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК электроэнергии δ_W, рассчитанные для относительных нагрузок 1, 5, 20, 100, 120%, и для каждого ИИК, приводятся в таблицах 4.6.1, 4.6.2, 4.6.3, 4.6.4 – для 2 пускового комплекса.

Таблица 4.6.1 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК электроэнергии 2 пускового комплекса

Номер ИИК			Величина расчетного тока от $I_{ном}$, %	δ_J -токовая погрешность ТТ, %;	θ_J - угловая погрешность ТТ	δ_U -погрешность напряжения ТН, %;	θ_U - угловая погрешность ТН	δ_θ -погрешность трансформ. схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;	$\delta_л$ -погрешность из-за потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;	$\delta_{с.о}$ -основная относительная погрешность счетчика, %;	δ_{cj} -дополнительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины, %				δ_w -предел допускаемой погрешности измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации, %
											δ_{Ct} - температурная погрешность	δ_{CU} - погрешность от изменения напряжения	δ_{Cf} - погрешность от изменения частоты	δ_{cH} - внешнее магнитное поле индукции	
ИИК 3- 5, ТТ 0,2S, ТН 0,2	Сч. класс 0,2S	Активная энергия	cos= 1												
			1%	0,75	30	0,2	10	0	0,098	0,4	не норм	не норм	не норм	не норм	0,964
			5%	0,35	15	0,2	10	0	0,098	0,2	0,01	0,1	0,1	не норм	0,507
			20%	0,2	10	0,2	10	0	0,098	0,2	0,01	0,1	0,1	не норм	0,396
			100%	0,2	10	0,2	10	0	0,098	0,2	0,01	0,1	0,1	0,5	0,695
			120%	0,2	10	0,2	10	0	0,098	0,2	0,01	0,1	0,1	не норм	0,426
			cos=0,5 инд.												
			1%	0,75	30	0,2	10	1,59	0,098	не норм	не норм	не норм	не норм	не норм	1,948
			5%	0,35	15	0,2	10	0,91	0,098	0,5	0,02	0,2	0,1	не норм	1,251
			20%	0,2	10	0,2	10	0,71	0,098	0,3	0,02	0,2	0,1	не норм	0,943
			100%	0,2	10	0,2	10	0,71	0,098	0,3	0,02	0,2	0,1	не норм	0,943
			120%	0,2	10	0,2	10	0,71	0,098	0,3	0,02	0,2	0,1	не норм	0,943
	Сч. класс 0,5	Реактивная энергия	sin=1												
			1%	0,75	30	0,2	10	0	0,098	1,0	не норм	0,2	0,2	не норм	1,397
			5%	0,35	15	0,2	10	0	0,098	0,5	0,03	0,2	0,2	не норм	0,780
			20%	0,2	10	0,2	10	0	0,098	0,5	0,03	0,2	0,2	не норм	0,713
			100%	0,2	10	0,2	10	0	0,098	0,5	0,03	0,2	0,2	1,0	1,311
			120%	0,2	10	0,2	10	0	0,098	0,5	0,03	0,2	0,2	не норм	0,713
			sin=0,5 инд.												
			1%	0,75	30	0,2	10	0,53	0,098	не норм	не норм	не норм	не норм	не норм	1,039
			5%	0,35	15	0,2	10	0,30	0,098	1,0	0,05	0,4	0,2	не норм	1,00
			20%	0,2	10	0,2	10	0,24	0,098	0,6	0,05	0,4	0,2	не норм	0,926
			100%	0,2	10	0,2	10	0,24	0,098	0,6	0,05	0,4	0,2	не норм	0,926
			120%	0,2	10	0,2	10	0,24	0,098	0,6	0,05	0,4	0,2	не норм	0,926

Таблица 4.6.2 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК электроэнергии 2 пускового комплекса

Номер ИИК			Величина расчетного тока от $I_{ном}$, %	δ_I -токовая погрешность ТТ, %;	θ_I - угловая погрешность ТТ	δ_U -погрешность напряжения ТН, %;	θ_U - угловая погрешность ТН	δ_θ -погрешность трансформ. схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;	$\delta_л$ -погрешность из-за потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;	$\delta_{с.о}$ -основная относительная погрешность счетчика, %;	δ_{cj} –дополнительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины, %				δ_w -предел допускаемой погрешности измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации, %
											δ_{Ct} - температурная погрешность	δ_{CU} - погрешность от изменения напряжения	δ_{Cf} - погрешность от изменения частоты	δ_{cH} - внешнее магнитное поле индукции	
ИИК 6 - 42, ТТ 0,5S, ТН 0,5	Сч. класс 0,5S	Активная энергия	cos= 1												
			1%	1,5	90	0,5	20	0	0,247	1	не норм	не норм	не норм	не норм	2,076
			5%	0,75	45	0,5	20	0	0,247	0,5	0,03	0,2	0,2	не норм	1,207
			20%	0,5	30	0,5	20	0	0,247	0,5	0,03	0,2	0,2	не норм	1,039
			100%	0,5	30	0,5	20	0	0,247	0,5	0,03	0,2	0,2	1,0	1,513
			120%	0,5	30	0,5	20	0	0,247	0,5	0,03	0,2	0,2	не норм	1,039
			cos=0,5 инд.												
			1%	1,5	90	0,5	20	4,63	0,247	не норм	не норм	не норм	не норм	не норм	5,390
			5%	0,75	45	0,5	20	2,47	0,247	1,0	0,05	0,4	0,2	не норм	3,023
			20%	0,5	30	0,5	20	1,81	0,247	0,6	0,05	0,4	0,2	не норм	2,308
			100%	0,5	30	0,5	20	1,81	0,247	0,6	0,05	0,4	0,2	не норм	2,308
			120%	0,5	30	0,5	20	1,81	0,247	0,6	0,05	0,4	0,2	не норм	2,308
	Сч. класс 1,0	Реактивная энергия	sin=1												
			1%	1,5	90	0,5	20	0	0,247	1,5	не норм	0,7	1,5	не норм	3,023
			5%	0,75	45	0,5	20	0	0,247	1,0	0,05	0,7	1,5	не норм	2,363
			20%	0,5	30	0,5	20	0	0,247	1,0	0,05	0,7	1,5	не норм	2,282
			100%	0,5	30	0,5	20	0	0,247	1,0	0,05	0,7	1,5	2,0	3,169
			120%	0,5	30	0,5	20	0	0,247	1,0	0,05	0,7	1,5	не норм	2,282
			sin=0,5 инд.												
			1%	1,5	90	0,5	20	1,51	0,247	1,5	не норм	не норм	не норм	не норм	2,418
			5%	0,75	45	0,5	20	0,75	0,247	1,0	0,07	1,0	1,5	не норм	2,625
			20%	0,5	30	0,5	20	0,50	0,247	1,0	0,07	1,0	1,5	не норм	2,476
			100%	0,5	30	0,5	20	0,50	0,247	1,0	0,07	1,0	1,5	не норм	2,476
			120%	0,5	30	0,5	20	0,50	0,247	1,0	0,07	1,0	1,5	не норм	2,476

Таблица 4.6.3– Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК электроэнергии 2 пускового комплекса

Номер ИИК			Величина расчетного тока от $I_{ном}$, %	δ_J -токовая погрешность ТТ, %;	θ_J - угловая погрешность ТТ	δ_U -погрешность напряжения ТН, %;	θ_U - угловая погрешность ТН	δ_θ -погрешность трансформ. схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;	$\delta_л$ -погрешность из-за потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;	$\delta_{с.о}$ -основная относительная погрешность счетчика, %;	δ_{cj} –дополнительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины, %				δ_w -предел допускаемой погрешности измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации, %
											δ_{Ct} - температурная погрешность	δ_{CU} - погрешность от изменения напряжения	δ_{Cf} - погрешность от изменения частоты	δ_{cH} - внешнее магнитное поле индукции	
ИИК 43 - 67, ТТ 0,5S, ТН 0,5	Сч. класс 0,5S	Активная энергия	cos= 1												
			1%	1,5	90	0,5	20	0	0,231	1	не норм	не норм	не норм	не норм	2,074
			5%	0,75	45	0,5	20	0	0,231	0,5	0,03	0,2	0,2	не норм	1,230
			20%	0,5	30	0,5	20	0	0,231	0,5	0,03	0,2	0,2	не норм	1,034
			100%	0,5	30	0,5	20	0	0,231	0,5	0,03	0,2	0,2	1,0	1,510
			120%	0,5	30	0,5	20	0	0,231	0,5	0,03	0,2	0,2	не норм	1,034
			cos=0,5 инд.												
			1%	1,5	90	0,5	20	4,63	0,231	не норм	не норм	не норм	не норм	не норм	5,389
			5%	0,75	45	0,5	20	2,47	0,231	1,0	0,05	0,4	0,2	не норм	3,022
			20%	0,5	30	0,5	20	1,81	0,231	0,6	0,05	0,4	0,2	не норм	2,306
			100%	0,5	30	0,5	20	1,81	0,231	0,6	0,05	0,4	0,2	не норм	2,306
			120%	0,5	30	0,5	20	1,81	0,231	0,6	0,05	0,4	0,2	не норм	2,306
	Сч. класс 1,0	Реактивная энергия	sin=1												
			1%	1,5	90	0,5	20	0	0,231	1,5	не норм	0,7	1,5	не норм	3,021
			5%	0,75	45	0,5	20	0	0,231	1,0	0,05	0,7	1,5	не норм	2,361
			20%	0,5	30	0,5	20	0	0,231	1,0	0,05	0,7	1,5	не норм	2,267
			100%	0,5	30	0,5	20	0	0,231	1,0	0,05	0,7	1,5	2,0	3,168
			120%	0,5	30	0,5	20	0	0,231	1,0	0,05	0,7	1,5	не норм	2,279
			sin=0,5 инд.												
			1%	1,5	90	0,5	20	1,51	0,231	не норм	не норм	не норм	не норм	не норм	2,416
			5%	0,75	45	0,5	20	0,75	0,231	1,5	0,07	1,0	1,5	не норм	2,623
			20%	0,5	30	0,5	20	0,50	0,231	1,0	0,07	1,0	1,5	не норм	2,474
			100%	0,5	30	0,5	20	0,50	0,231	1,0	0,07	1,0	1,5	не норм	2,474
			120%	0,5	30	0,5	20	0,50	0,231	1,0	0,07	1,0	1,5	не норм	2,474

Таблица 4.6.4 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК электроэнергии 2 пускового комплекса

Номер ИИК			Величина расчетного тока от $I_{ном}$, %	δ_I -токовая погрешность ТТ, %;	θ_I - угловая погрешность ТТ	δ_U -погрешность напряжения ТН, %;	θ_U - угловая погрешность ТН	δ_θ -погрешность трансформ. схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;	$\delta_л$ -погрешность из-за потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;	$\delta_{c.o}$ -основная относительная погрешность счетчика, %;	δ_{cj} –дополнительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины, %				δ_w -предел допускаемой погрешности измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации, %
											δ_{Ct} - температурная погрешность	δ_{CU} - погрешность от изменения напряжения	δ_{Cf} - погрешность от изменения частоты	δ_{cH} - внешнее магнитное поле индукции	
ИИК 76-77, ТТ 0,5S	Сч. класс 0,5S	Активная энергия	cos= 1												
			1%	1,5	90	-	-	0	-	1	не норм	-	не норм	не норм	1,983
			5%	0,75	45	-	-	0	-	0,5	0,03	-	0,2	не норм	1,016
			20%	0,5	30	-	-	0	-	0,5	0,03	-	0,2	не норм	0,809
			100%	0,5	30	-	-	0	-	0,5	0,03	-	0,2	1,0	1,365
			120%	0,5	30	-	-	0	-	0,5	0,03	-	0,2	не норм	0,809
			cos=0,5инд.												
			1%	1,5	90	-	-	4,52	-	не норм	не норм	-	не норм	не норм	5,239
			5%	0,75	45	-	-	2,26	-	1,0	0,05	-	0,2	не норм	2,711
			20%	0,5	30	-	-	1,51	-	0,6	0,05	-	0,2	не норм	1,889
			100%	0,5	30	-	-	1,51	-	0,6	0,05	-	0,2	не норм	1,889
			120%	0,5	30	-	-	1,51	-	0,6	0,05	-	0,2	не норм	1,889
	Сч. класс 1,0	Реактивная энергия	sin=1												
			1%	1,5	90	-	-	0	-	1,5	не норм	-	1,5	не норм	2,858
			5%	0,75	45	-	-	0	-	1,0	0,05	-	1,5	не норм	2,149
			20%	0,5	30	-	-	0	-	1,0	0,05	-	1,5	не норм	2,059
			100%	0,5	30	-	-	0	-	1,0	0,05	-	1,5	2,0	3,013
			120%	0,5	30	-	-	0	-	1,0	0,05	-	1,5	не норм	2,059
			sin=0,5инд.												
			1%	1,5	90	-	-	1,51	-	не норм	не норм	-	не норм	не норм	2,339
			5%	0,75	45	-	-	0,75	-	1,5	0,07	-	1,5	не норм	2,303
			20%	0,5	30	-	-	0,50	-	1,0	0,07	-	1,5	не норм	2,132
			100%	0,5	30	-	-	0,50	-	1,0	0,07	-	1,5	не норм	2,132
			120%	0,5	30	-	-	0,50	-	1,0	0,07	-	1,5	не норм	2,132

Представленные расчеты показывают, что основная относительная погрешность измерительных каналов не превышает допускаемую по РД 34.11.321-96 норму точности для значений в интервалах различных коэффициентов мощности и коэффициентов токовой нагрузки и соответствуют Техническим требованиям к АИИС КУЭ.

Для обеспечения условий работы измерительных ТТ и ТН требованиям ПУЭ и Техническим требованиям к АИИС КУЭ предусматривается проведение следующих мероприятий:

- Электросчетчики подключаются к выделенному для учета керну измерительных трансформаторов тока;
- Электросчетчики подключаются к выделенной для учета обмотке измерительных трансформаторов напряжения;
- Электросчетчики подключаются к измерительным трансформаторам отдельным кабелем.

4.1.14 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;
- погрешности из-за потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН;
- регламентированного алгоритма работы АИИС КУЭ;
- правильности вычисления результатов измерений.

После установки 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.

Периодический контроль проводят один раз в пять лет.

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

На каждый измерительный комплекс составляется паспорт-протокол в соответствии с РД 34.09.101-94.

4.2 Решения по программному обеспечению

Программное обеспечение ПС 110 кВ Мельниково является достаточным для выполнения всех функций АИИС КУЭ ПС, реализуемых с применением средств вычислительной техники, а также имеет средства организации всех требуемых процессов

обработки данных, позволяющие своевременно выполнять все функции во всех регламентированных режимах функционирования АИИС КУЭ ПС.

Программное обеспечение АИИС КУЭ позволяет представлять информацию в табличном и графическом виде, а также в виде отчетных форм.

Программное обеспечение АИИС КУЭ ПС обладает следующими функциями:

- функциональная достаточность (полнота);
- надежность;
- адаптируемость;
- модифицируемость;
- модульность построения и удобство эксплуатации.

Программное обеспечение АИИС КУЭ построено таким образом, чтобы отсутствие отдельных данных не сказывалось на выполнении функций в АИИС КУЭ ПС, при реализации которых эти данные не используются.

Программное обеспечение АИИС КУЭ ПС имеет средства диагностики технических средств АИИС КУЭ ПС и контроль на достоверность входной информации.

В программном обеспечении АИИС КУЭ ПС реализованы меры по защите от ошибок при вводе и обработке информации, обеспечивающие заданное качество выполнения функций АИИС КУЭ ПС.

Все программы программного обеспечения АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково совместимы как между собой, так и с программным обеспечением ИВК.

В состав программного обеспечения АИИС КУЭ ПС входят:

- системное программное обеспечение;
- программное обеспечение, реализующее задачи и функции АИИС КУЭ ПС (сбора, обработки, хранения и передачи данных измерений);

Программное обеспечение АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково функционирует на следующих уровнях:

- уровень ИИК (счетчики);
- уровень ИВКЭ (УСПД, устройство синхронизации системного времени).

В состав программного обеспечения АИИС КУЭ входят:

- программное обеспечение счётчика;
- программное обеспечение УСПД;
- программное обеспечение УССВ.

На существующих АРМах пользователей на ИВК установлено клиентское ПО к базовому программному обеспечению. Клиентское ПО предоставляет пользователю возможность просмотра, обработки и другие пользовательские функции базового ПО и дополнительных программных модулей к нему в части информационного обеспечения данной подстанции.

4.2.1 Программное обеспечение счётчиков

Программное обеспечение счетчиков состоит из встроенного и конфигурационного программного обеспечения.

Встроенное ПО счетчиков электроэнергии обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение и вычисление данных о потребленных электроэнергии и мощности;
- самодиагностику и ведение журналов событий;
- дистанционное конфигурирование;
- защиту от несанкционированного доступа (установка пароля на счетчик);
- хранение измерительной и диагностической информации;
- циклический опрос кнопок клавиатуры управления и управление жидкокристаллическим индикатором для отображения измеренных данных;

- независимый, равноприоритетный обмен по двум RS-485 интерфейсам и оптическому порту и управление направлением передачи драйверов RS-485.

Для сервисного обслуживания счетчика заводом изготовителем поставляется ПО, предназначенное для конфигурации и чтения информации со счетчиков по RS-485 интерфейсу или оптопорту для переносного инженерного пульта.

Программный пакет предназначен для параметризации и сбора данных со счетчиков.

ПО поддерживает связь со счетчиками через оптический порт и удаленно по цифровым интерфейсам с использованием линий связи и в режиме прямой связи (компьютер - преобразователь интерфейсов - счетчики).

4.2.2 Программное обеспечение УСПД

ПО УСПД можно разделить на следующие составляющие:

- Прикладное ПО обеспечивает:
  - опрос счетчиков (сбор данных профилей нагрузки, показаний счётчиков, параметров электросети, журналов событий), запись полученной информации в базу данных устройства, хранение данных с заданной глубиной;
  - работу с внешними устройствами, подключаемыми к интерфейсам RS-232, RS-485, оптовому кабельному соединению;
  - работу прикладных протоколов связи, обеспечивающих обмен данными между УСПД и ИВК, возможность каскадного включения;
  - автоматическое резервирование каналов передачи данных;
  - контроль работоспособности сервера сбора данных;
  - работу сервисных программ и утилит;
  - поддержку архива данных, включающее следующие файлы: локальной базы данных УСПД; настройки пользователей УСПД; первичных настроек сбора данных; сообщений УСПД.
- Системное ПО, включающее файлы ОС, драйвера компонентов вычислительной системы.

Данные, накапливаемые в устройстве, передаются в ИВК и могут быть выведены на подключаемый дисплей. Управление выводом осуществляется посредством подключаемого переносного АРМа - ноутбука. Вывод информации на дисплей не нарушает процесса сбора данных и их передачи по внешним интерфейсам.

4.2.3 Установка и настройка программного обеспечения

Параметрирование счетчиков и УСПД выполняет наладочная организация.

Наладочная организация должна согласовать конфигурационные параметры счетчиков, УСПД, сетевые настройки со службой ИВК.

Наладочная организация разрабатывает «Руководство по эксплуатации для администратора». В «Руководство по эксплуатации для администратора» необходимо включить все конфигурационные параметры счетчиков, УСПД и настройки сетевого оборудования ПС 110 кВ Мельниково.

4.2.4 Требования к параметрированию счетчиков

В таблице 4.7 приведены общие требования к параметрированию счетчиков.

Таблица 4.7 – Общие требования к параметрированию счетчиков

№ п/п	Параметр	Значение
1	Наименование точки учета	По наименованию присоединения
2	Сетевой адрес на шине RS485	По номеру ИИК
3	Скорость обмена по шине RS485	9600 Бод
4	Коэффициент трансформации по напряжению	1
5	Коэффициент трансформации по току	1
6	Время интегрирования мощности 1 массива профилей	60 минут
7	Время интегрирования мощности 2 массива профилей	3 минуты
8	Время перехода на зимнее время	нет
9	Время перехода на летнее время	нет
10	Автоматический переход на сезонное время	нет
11	Тарифное расписание	Однотарифный, без временных зон

4.2.5 Требования к параметрированию УСПД и сервера БД

Произвести дополнительное параметрирование УСПД и сервера АИИС КУЭ в соответствии с объемами реконструкции ПС.

Таблица 4.8 – Дополнительные параметры настройки ИВК

№ п/п	Параметр	Значение
1	Наименование присоединения, где установлен учет	Диспетчерское наименование присоединения
2	Пароли первого и второго уровня на счетчике	В соответствии с параметрами настройки счетчиков
3	Тип счетчика	В соответствии с перечнем точек учета
4	Серийный номер счетчика	Определяется на этапе наладки
5	Связной адрес (номер) счетчика	В соответствии с номером ИИК (PIK)
6	Класс напряжения, где установлен учет	В соответствии со схемой объекта и перечнем точек учета
7	Коэффициенты тока и напряжения	В соответствии со схемой объекта и перечнем точек учета
8	Тип измерения на счетчике	Активный/реактивный, прием/отдача
9	Дата установки счетчика	Определяется на этапе наладки
10	Дата государственной поверки счетчика	Определяется на этапе наладки
11	Состав балансовых групп	В соответствии со схемой объекта

4.3 Решения по информационному обеспечению

Информационное обеспечение АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы.

На подстанции функции ИВКЭ выполняет УСПД.

Посредством используемых программно-технических средств ИВКЭ, ИВК создаются массивы информации, которые позволяют пользователям системы получить:

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

Информационное обеспечение АИИС КУЭ посредством программных и технических средств обеспечивает:

- ввод, обработку, накопление и хранение информации;
- информационную совместимость программно-технических средств Системы;
- представление информации для пользователей;
- актуализацию и достоверизацию информации в базах данных, ее хранение с минимально необходимой избыточностью, а также контроль полноты и непротиворечивости информации;
- адаптируемость к возможным изменениям информационных потребностей пользователей.

4.4 Организация сбора и передачи информации

4.4.1 Логическая структура подсистемы сбора и передачи информации

АИИС КУЭ выполняет сбор и передачу информации со счетчиков электроэнергии.

В системе представлена следующая информация:

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

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

- осуществлять контроль за перетоками отпущенной и потребленной электроэнергии;
- осуществлять контроль за состоянием технических средств АИИС КУЭ;
- формировать отчеты.

4.4.2 Физическая структура подсистемы сбора и передачи информации

В соответствии со структурной схемой АИИС КУЭ (графическая часть проекта 1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ л.л. 8-10) данные со счетчиков электроэнергии собираются по цифровым интерфейсам RS-485.

Шины интерфейсов RS-485 подключаются к УСПД.

УСПД каждые 60 минут опрашивает электросчетчики. При опросе сначала устанавливается сеанс связи со счетчиком, после чего осуществляется передача данных. Время сеанса связи с одним счетчиком составляет 20-30 секунд.

Связь УСПД с ИВК осуществляется по основному и резервному каналам связи по сети ВОЛС из шкафа связи.

5. Проектная оценка надежности

5.1 Общие положения

Существующее и вновь установленное оборудование АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково разработано для удовлетворения (с учетом) жестких требований надежности и готовности в следующих аспектах:

- прочная механическая конструкция;
- защищенность от электрических помех;
- высококачественные составляющие (компоненты);
- надежно проверенные электронные блоки;
- полная документация;
- интегральные функции самодиагностики и наблюдения;
- отображение сообщений об ошибках;
- быстрая замена дефектных модулей;
- послепродажное обслуживание.

Для обеспечения надежности на этапе проектирования АИИС КУЭ выполнено следующее:

- подобрано высоконадежное оборудование;
- предусмотрено резервирование электропитания оборудования;
- выполнено резервирование каналов связи;
- предусмотрены организационные мероприятия, обеспечивающие повышение надежности.

5.2 Общие аспекты надежности

Многие факторы влияют на надежность и готовность АИИС КУЭ энергообъекта. Резервирование является первым, но не наиболее важным фактором. Основным фактором являются характеристики применяемого оборудования. АИИС КУЭ проектируется с учетом удовлетворения строгих требований надежности в следующих аспектах:

5.2.1 Механическая конструкция и электрическая компоновка

АИИС КУЭ ПС отвечает требованиям IEC - Стандартов (с минимальными отклонениями).

Стандарты содержат требования, отвечающие промышленным применениям в следующих условиях:

- электромагнитная совместимость;
- ударостойкость;
- вибрация;
- состояния окружающей среды (температура, влажность, запыленность и т.д.).

5.2.2 Подавление электрических помех

Конструкция оборудования системы отвечает требованиям IEC и Российским стандартам промышленного оборудования в промышленных условиях.

Типовые испытания компонентов системы включают проверку:

- устойчивости к импульсу;
- устойчивости к искре;
- влияния основной частоты сети;
- влияния частоты 1 MHz;

- влияния электростатического разряда;
- влияния радиопомех;
- отсутствия генерации радиоизлучения от оборудования.

Система имеет, с точки зрения помех и наводок, хорошо продуманную электрическую компоновку и механическую конструкцию с четко определенными границами между полевым оборудованием и оборудованием централизованной обработки данных (счетчики, УСПД, оборудование связи).

5.2.3 Компоненты системы

Характеристики компонентов, используемых в системе:
- многократно апробированные компоненты согласно стандартам;
- изготовители, признаваемые промышленностью - известные брэнды;
- протестированные компоненты для промышленного использования.

5.2.4 Проверка электронных блоков

Некоторые основные моменты программы:
- типовые испытания электронных компонентов;
- визуальный осмотр и свидетельство о прохождении различных этапов производства;
- автоматизированные компьютерные испытания, как для уровня модулей, так и для системы в целом.

Испытания на различных фазах производства документируются ответственным персоналом.

5.2.5 Программное обеспечение

Гарантия качества программного обеспечения, в соответствии с правилами организации проекта, обеспечивается последовательным соответствием модели, начиная с фазы развития проекта, проверкой результатов, типовым тестированием и утверждением соответствующими отделами. Данные действия отвечают требованиям, сформулированным в национальных и международных стандартах, например, ISO 9001 Международной организации по стандартизации.

5.2.6 Документация

Необходимая документация доступна для всех изделий, входящих в АИИС КУЭ.

5.2.7 Функции диагностики и наблюдения

АИИС КУЭ включает развитые функции контроля процесса и средства диагностики системы. С точки зрения надежности и готовности, встроенные средства самодиагностики системы очень важны. Любая ошибка в программном обеспечении и средствах коммуникации в пределах системы и любая ошибка в оборудовании будет выдана обслуживающему персоналу в виде аварийных сообщений. Нештатные состояния также выдаются в виде различных списков аварийных сообщений системы, стандартизированных отображениях состояния и с помощью светоизлучающих диодов на модулях оборудования.

В случае сбоя в системе, и, если внутренняя диагностическая система не способна определить дефект неисправного модуля, важно иметь испытательное оборудование для поиска неисправностей. Инженерные средства АИИС КУЭ имеют средства для поиска ошибок в информационных каналах и программном обеспечении.

5.2.8 Резервирование

Система включает следующие резервированные компоненты:
- резервированные базы данных;
- резервированное питание;
- резервированные каналы связи.

5.3 Описание основных показателей надежности и методика расчета

Основными характеристиками надежности, рассчитываемыми в данном разделе, являются: средняя наработка на отказ (T_o) и коэффициент готовности ($K_г$) системы. Расчёт средней наработки на отказ (T_o) проводится для последовательно соединенных составных частей.

Система является ремонтируемой и поэтому оценивается коэффициентом готовности. В связи с установленным критерием отказа для достижения высокой надежности АИИС КУЭ необходимо организовать ремонт системы с минимальным временем восстановления.

Расчет показателей надежности выполнен в соответствии с ГОСТ 27.301-95.

Формулы для расчетов взяты из ГОСТ 27.102-2021.

5.3.1 Интенсивность отказов (λ)

Интенсивность отказов указывается как (λ) и означает число отказов за миллион часов работы $\lambda \cdot 10^{-6}$ / ч.

5.3.2 Общая интенсивность отказов компонента системы ($\lambda комп$)

Общая интенсивность отказов компонента - отказ в компоненте системы, который обычно требует ремонта. Последствия отказа не рассматриваются.

Общая интенсивность отказов компонента обозначена как ($\lambda_{комп}$). Фактически это сумма интенсивностей отказов во всех электронных и других составляющих компонента системы. Отказ не обязательно приводит к нарушению функциональности системы.

5.3.3 Среднее время наработки компонента системы до отказа (*То*)

Среднее время наработки компонента системы до отказа рассчитывается по формуле:

$$T_O = \frac{1}{\lambda_{комп.}}, \text{ (ч)}$$

5.3.4 Среднее время восстановления компонента системы (*Тв*)

Среднее время восстановления компонента системы ($T_в$) - время, используемое в вычислениях, включает время простоя. Число, в основном, фиксированное. Малое время простоя определяется наличием доступных запасных частей и высокой квалификацией персонала.

5.3.5 Коэффициент готовности (*Кг*)

Коэффициент готовности ($K_г$) - отношение времени нахождения компонента (системы) работы компонента или системы в исправном состоянии к общему времени. Коэффициент готовности рассчитывается по формуле:

$$K_Г = \frac{T_O}{T_O + T_B}$$

5.3.6 Суммарная интенсивность отказов Системы ($\lambda_{АИИС}$)

Суммарная интенсивность отказов Системы ($\lambda_{АИИС}$) определяется как сумма интенсивностей отказов каждого компонента (подсистемы) данной системы

$$\lambda_{АИИС} = \sum_{=1} \lambda_{КОМП.j} \cdot \left[10^{-6} / ч\right],$$

где $\lambda_{комп \cdot j}$ - интенсивность отказа j-го компонента (подсистемы).

При резервировании компонентов системы, например компонента 3 компонентом 4, суммарная интенсивность отказов для данного узла рассчитывается по следующей формуле:

$$\lambda_{РЕЗЕРВ.1} = \frac{\lambda_{КОМП.3} \cdot \lambda_{КОМП.4}}{\lambda_{КОМП.3} + \lambda_{КОМП.4}} \cdot \left[10^{-6} / ч\right]$$

и в вышестоящую формулу подставляется $\lambda_{резерв1}$ вместо $\lambda_{комп3}$ и $\lambda_{комп4}$.

Интенсивность отказов Системы имеет экспоненциальный вид в период приработки и период старения (рисунок 5.1).

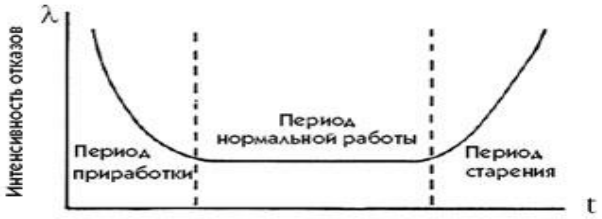


Рисунок 5.1. - Зависимость изменения интенсивности отказов от времени

Типовое значение периода приработки составляет 2-3 недели с момента ввода Системы в эксплуатацию. В период приработки проявляются недостатки выходного контроля качества на предприятии изготовителе, а также ошибки, допущенные при транспортировке, монтаже и наладке Системы. После выявления этих элементов интенсивность отказов уменьшается и далее остаётся постоянной, наступает период нормальной работы. По мере износа элементов и приближению к концу срока службы Системы интенсивность отказов вновь возрастает, начинается период старения элементов.

При вводе Системы в эксплуатацию следует учитывать в обязательном порядке значение периода приработки.

5.3.7 Среднее время наработки системы до отказа ($To_{АИИС}$)

Среднее время наработки Системы до отказа рассчитывается по формуле:

$$T_{OАИИС} = \frac{1}{\lambda_{АИИС}}, \text{ (ч)}$$

5.4 Расчет показателей надежности

5.4.1 Цели и задачи расчета надежности

Целью расчета надежности на этапе проектирования является:
- расчетное определение показателей надежности АИИС КУЭ по документации (паспорта, описания типа, справки производителей и т.д.);
- расчет комплекта ЗИП.

5.4.2 Требования к надежности

В качестве показателей надежности АИИС КУЭ выбраны показатели надежности в соответствии с Техническими требованиями. Показатели надежности компонентов системы подтверждаются приведенными в паспорте или справке производителя данными по этим показателям.

В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения в соответствии с ГОСТ 1983-2015 и ГОСТ 7746-2015 выбраны:
- средний срок службы не менее 30 лет;
- средняя наработка до отказа T_o не менее 400 0000 часов.

В качестве показателей надежности для счетчиков электроэнергии выбраны:
- средняя наработка на отказ T_o не менее 220 000 часов;
- среднее время восстановления $T_в$ не более 2 часов.

В качестве показателей надежности для ИВКЭ выбраны:
- средняя наработка на отказ T_o не менее 100 000 часов;
- среднее время восстановления $T_в$ не более 24 часа.

В качестве показателей надежности источника бесперебойного питания выбраны:
- средняя наработка на отказ T_o не менее 35 000 часов;
- среднее время восстановления $T_в$ не более 1 час.

В качестве показателей надежности для АИИС КУЭ выбраны:
- коэффициент готовности $K_Г$ не менее 0,95.
- установленный полный срок службы АИИС КУЭ - не менее 20 лет.

5.4.3 Идентификация системы

Идентификация АИИС КУЭ проведена в соответствии с ГОСТ 27.301 - 95.

АИИС КУЭ предназначена для сбора, обработки, регистрации, передачи и хранения параметров информации энергопотребления, поступающих от счетчиков электроэнергии.

При расчете показателей надежности учитываются элементы АИИС КУЭ, отказы которых влияют на передачу данных на сервер ИВК.

Передачу данных в ИВК выполняет ИВКЭ.

Критерием отказа АИИС КУЭ является не предоставление на сервер АИИС КУЭ (ИВК) информации за одни сутки с любого ИИК. Не учитываются следующие отказы:
- вызванные воздействием внешних факторов, не предусмотренных в технических условиях на систему и ее компоненты;
- вызванные нарушением обслуживающим персоналом инструкции по эксплуатации;
- устраняемые в процессе доработок;
- не влияющие на оцениваемый показатель надежности.

Срок службы системы:
- среднее время наработки на отказ можно принять равной бесконечности;
- данные компоненты в расчетах можно не использовать.

5.4.4 Классификация системы

Классификация выполнена в соответствии с ГОСТ 27.003-2016.

АИИС КУЭ является изделием конкретного назначения, имеющим один основной вариант применения по назначению.

По числу возможных состояний система относится к изделиям, которые в процессе эксплуатации могут находиться в двух состояниях - работоспособном или неработоспособном.

В состав системы входят изделия непрерывного длительного применения.

По последствиям отказов система относится к изделиям, отказы которого не приводят к последствиям катастрофического (критического) характера.

По характеру основных процессов, определяющих переход в предельное состояние, системы является стареющим и изнашиваемым изделием.

По возможности технического обслуживания в процессе эксплуатации система является обслуживаемым изделием.

По необходимости проведения контроля перед применением система является не контролируемым перед применением.

Поскольку в состав системы входят персональные компьютеры, то АИИС КУЭ относят к изделиям с отказами сбойного характера.

По возможности восстановления работоспособного состояния после отказа в процессе эксплуатации система является восстанавливаемым изделием. Компоненты системы по возможности восстановления работоспособного состояния подразделяются на невосстанавливаемые и восстанавливаемые. В Таблице 5.1 приведены компоненты, неработоспособное состояние которых приводит к отказу системы для критерия отказов, принятого для расчетов.

Таблица 5.1 – Показатели надежности элементов системы

№ п/п	Наименование компонента Системы	Напряжение присоедин. кВ	Тип компонента	Среднее время наработки на отказ, ч	Среднее время восстановления (срок службы)	Состояние после отказа	Кол-во, шт.
1	Измерительный трансформатор тока	-	Сущ.	4 000 000*	(30 лет)*	Невосстанавл.	303
2	Измерительный трансформатор напряжения	-	Сущ.	4 000 000*	(30 лет)	Невосстанавл.	12
3	Счетчик электроэнергии	-	Сущ.	120 000	24 часа	Восстанавл.	81
4	Устройство сбора и передачи данных (сущ.)	-	RTU-325L	100 000	24 часа	Восстанавл.	1
5	Преобразователь (сущ.)	-	MOXA 5430I	114 000	24 часа	Восстанавл.	3
6	Преобразователь (сущ.)	-	MOXA 5650I-8-DT	163 000	24 часа	Восстанавл.	1
7	Коммутатор (сущ.)	-	Moxa EDS-305-M-SC	255 000	24 часа	Восстанавл.	4
8	Устройство синхронизации системного времени (сущ.)	-	УССВ-2	745 000	24 часа	Восстанавл.	1
9	Источник бесперебойного питания (сущ.)	-	INELT Monolith	35 000	1 час	Восстанавл.	1
10	**Измерительный трансформатор тока**	**110**	**ТОГФ-110.III**	**400 000***	**(30 лет)***	**Невосстанавл.**	**9**
11	**Измерительный трансформатор напряжения**	**110**	**ЗНОГ-110.III**	**4 000 000***	**(30 лет)**	**Невосстанавл.**	**6**
12	Счетчик электроэнергии	110	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	120 000	2 часа	Восстанавл.	3
13	**Измерительный трансформатор тока**	**10**	**Определяется на этапе РД**	**400 000***	**(30 лет)***	**Невосстанавл.**	**111**
14	**Измерительный трансформатор напряжения**	**10**	**Определяется на этапе РД**	**4 000 000***	**(30 лет)**	**Невосстанавл.**	**6**
15	**Счетчик электроэнергии**	**10**	**Определяется на этапе РД**	**220 000**	**2 часа**	**Восстанавл.**	**37**
16	**Измерительный трансформатор тока**	**6**	**Определяется на этапе РД**	**400 000***	**(30 лет)***	**Невосстанавл.**	**75**
17	**Измерительный трансформатор напряжения**	**6**	**Определяется на этапе РД**	**4 000 000***	**(30 лет)**	**Невосстанавл.**	**6**
18	**Счетчик электроэнергии**	**6**	**Определяется на этапе РД**	**220 000**	**2 часа**	**Восстанавл.**	**25**
19	**Измерительный трансформатор тока**	**0,4**	**Определяется на этапе РД**	**400 000***	**(30 лет)***	**Невосстанавл.**	**6**
20	**Счетчик электроэнергии**	**0,4**	**Определяется на этапе РД**	**220 000**	**2 часа**	**Восстанавл.**	**2**

21	**Преобразователь**	**-**	**MOXA 5650I-8-DT**	**163 000**	**24 часа**	**Восстанавл.**	**2**
22	**Коммутатор**	**-**	**Moxa EDS-305-M-SC**	**255 000**	**24 часа**	**Восстанавл.**	**2**

*Данные по типам компонентов, наработке на отказ не уточнены.

В таблице вновь устанавливаемое оборудование при реконструкции ПС выделено жирным шрифтом.

По данным Таблицы 5.1 следуют выводы:

- Для трансформаторов тока и трансформаторов напряжения средний срок службы составляет не менее 30 лет, средняя наработка до отказа T_O - не менее 400 000 часов, что удовлетворяет ГОСТ 1983-2015 и ГОСТ 7746-2015.
- Для счетчиков средняя наработка до отказа T_O и среднее время восстановления T_B составляют соответственно 220 000 часов и 2 часа, что удовлетворяет требованиям к надежности счетчиков электроэнергии.

5.4.5 Исходные данные для расчетов и анализ структурной схемы

Исходные данные для расчета приведены в Таблице 5.1 (столбец «Среднее время наработки на отказ» и «Среднее время восстановления (срок службы)»). Показатели надежности компонентов Системы взяты из технической документации на изделие (паспорт, формуляр).

Анализ структурной схемы системы позволяет сделать следующие выводы:

- счетчики в точках учета не резервируются;
- каналы связи от счетчиков до ИВКЭ не резервируются;
- канал передачи данных от ИВКЭ в ИВК резервируется.

5.4.6 Проверка выполнимости требований по надежности к элементам системы

По заданным показателям надежности вычисляются параметры $K_Г$ и T_O для каждого компонента системы (для восстанавливаемых изделий) и сверяются их значения с заданными.

При заданных T_B и T_O рассчитывается $K_Г$ по формуле:

$$K_Г = \frac{T_O}{T_O + T_B}.$$

При заданных $K_Г$ и T_B рассчитывается T_O по формуле:

$$T_O = \frac{K_Г \cdot T_B}{1 - K_Г}, \text{ (ч)}$$

Данные заносятся в Таблицу 5.2.

По результатам расчётов делается вывод о (не) соответствии компонентов системы требованиям по надежности.

5.4.7 Расчет интенсивности отказов компонентов системы

Среднее время наработки компонента системы до отказа рассчитывается по формуле:

$$\lambda_{ком\,п} = \frac{1}{T_O}, (10^{-6} / ч),$$

Таблица 5.2 - Расчетные данные показателей надежности Системы

№	Наименование оборудования	U, кВ	Тип оборудова-ния	К-во, шт.	*То* компонента, ч	Суммарная, λ, 10-6/ч	*Суммарное То, ч*	*Тв* компонента, ч	Суммарный *Кг*
1	Измерительный трансформатор тока		Сущ.	303	4 000 000*	78,5	13 000	Невосст.	-
2	Измерительный трансформатор напряжения		Сущ.	12	4 000 000*	3,0	333 000	Невосст.	-
3	Счетчик электроэнергии		Сущ.	81	120 000	675,0	1 481,5	24	0,984
4	Устройство сбора и передачи данных (сущ.)		RTU-325L	1	100 000	10,0	100 000,0	24	0,999
5	Преобразователь (сущ.)		MOXA 5430I	3	114 000	26,32	37 993,9	24	0,999
6	Преобразователь (сущ.)		MOXA 5650I-8-DT	1	163 000	6,13	163 132,1	24	0,999
7	Коммутатор (сущ.)		Moxa EDS-305-M-SC	4	255 000	15,69	63 734,9	24	0,999
8	Устройство синхронизации системного времени (сущ.)		УССВ-2	1	745 000	1,34	746 268,7	24	0,999
9	Источник бесперебойного питания (сущ.)		INELT Monolith	1	35 000	28,57	35 001,7	1	0,999
10	**Измерительные трансформаторы тока**	**110**	**ТОГФ-110.III**	**9**	**400 000**	**22,5**	**44 444,4**	**Невосст.**	**-**
11	**Измерительные трансформаторы тока**	**10**	**Определ. на этапе РД**	**111**	**400 000**	**277,5**	**3 603,6**	**Невосст.**	**-**
12	**Измерительные трансформаторы тока**	**6**	**Определ. на этапе РД**	**75**	**400 000**	**187,5**	**5 333,3**	**Невосст.**	**-**
13	**Измерительные трансформаторы тока**	**0,4**	**Определ. на этапе РД**	**6**	**400 000**	**15,0**	**66 666,6**	**Невосст.**	**-**
14	**Измерительные трансформаторы напряжения**	**110**	**ЗНОГ-110.III**	**6**	**4 000 000**	**1,5**	**666 666,7**	**Невосст.**	**-**
15	**Измерительные трансформаторы напряжения**	**10**	**Определ. на этапе РД**	**6**	**4 000 000**	**1,5**	**666 666,7**	**Невосст.**	**-**
16	**Измерительные трансформаторы напряжения**	**6**	**Определ. на этапе РД**	**6**	**4 000 000**	**1,5**	**666 666,7**	**Невосст.**	**-**
17	Счетчик электроэнергии	110	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	3	120 000	25,0	40 000,0	2	0,9999

№	Наименование оборудования	U, кВ	Тип оборудова-ния	К-во, шт.	*То* компонента, ч	Суммарная, λ, 10-6/ч	*Суммарное То, ч*	*Тв* компонента, ч	Суммарный *Кг*
18	**Счетчик электроэнергии**	**10, 6, 0,4**	**Определ. на этапе РД**	**64**	**220 000**	**290,9**	**3 437,6**	**2**	**0,9999**
19	**Преобразователь**	**-**	**MOXA 5650I-8-DT**	**2**	**163 000**	**12,27**	**81 499,6**	**24**	**0,9997**
20	**Коммутатор**	**-**	**Moxa EDS-305-M-SC**	**2**	**255 000**	**7,84**	**127 551,0**	**24**	**0,999**
ИТОГО ДЛЯ СИСТЕМЫ (по заданному критерию):						1576,2	634,44	2	0,997

В таблице вновь устанавливаемое оборудование при реконструкции ПС выделено жирным шрифтом.

5.4.8 Расчет показателей надежности системы

Пример:

Исходя из данных Таблицы 5.2, приведен расчет показателей надежности для группы вновь устанавливаемых счетчиков на напряжение 10, 6, 0,4 кВ.

- интенсивность отказа группы счетчиков:

$$\lambda_{\text{сум.сч}} = n \cdot \frac{1}{T_O} = 64 \cdot \frac{1}{220000} = 290{,}9 \cdot 10^{-6}/\text{ч}$$

- суммарная средняя наработка на отказ группы счетчиков:

$$T_{O\Sigma} = \frac{1}{\lambda_\Sigma} = \frac{1}{290{,}9 \cdot 10^{-6}} = 3437{,}6 \text{ ч}$$

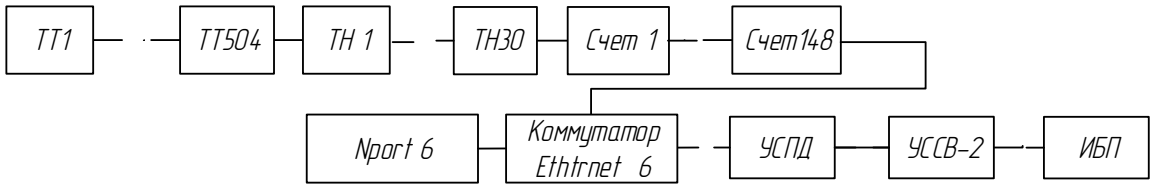
- суммарный коэффициент готовности группы счетчиков:

$$\text{К}_{\text{Гсум.сч}} = \frac{\text{То}_{\text{сум.сч}}}{\text{То}_{\text{сум.сч}} + \text{Тв}} = \frac{3437{,}6}{3437{,}6 + 2} = 0{,}9999$$

Для других групп однотипных компонентов АИИС КУЭ расчет интенсивности отказа, суммарной средней наработки на отказ и суммарного коэффициента готовности проводится аналогично.

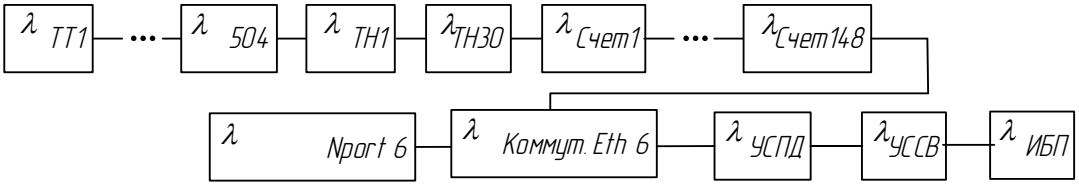
Результаты расчета приведены в Таблице 5.2.

Модель структурной схемы Системы представлена как последовательное соединение следующих компонентов:



$\lambda_{АИИС}$ - интенсивность отказов всей Системы, вычисляется с использованием значений параметров надежности компонентов, полученных по экспериментальным, паспортным данным или справкам производителей, по формуле последовательного соединения интенсивности отказов компонентов.

Расчет показателей надежности Системы будет выполнен для модели последовательного соединения интенсивности отказов следующих компонентов:



Параметры надежности, расчёт интенсивности отказов компонентов и всей Системы приведены в Таблице 5.2.

$\lambda_{АИИС} = \lambda_{ТТ1} + \ldots + \lambda_{ТТ504} + \lambda_{ТН1} + \ldots + \lambda_{ТН30} + \lambda_{Сч1} + \ldots + \lambda_{Сч148} + \lambda_{NPort6} + \lambda_{коммутEth} + \lambda_{УСПД} + \lambda_{УССВ} + \lambda_{ИБП} =$ 1576,2 x10^{-6} /ч

Средняя наработка на отказ системы $T_{ОАИИС}$ равна

$T_{ОАИИС} = 1/\lambda_{АИИС} =$ 634,44 ч

Результат расчета приведен в Таблице 5.2.

5.5 Заявленные показатели надежности системы

В качестве показателей надежности системы (по заданному критерию) выбираются:

- коэффициент готовности системы $K_{ГАИИС}$;
- средняя наработка на отказ системы $T_{ОАИИС}$.

В соответствии с расчетами (Таблица 5.2) параметры надежности Системы составляют:

- интенсивность отказов всей системы $\lambda_{АИИС} =$ 1576,2 x10^{-6}/ч;
- расчетное время средней наработки Системы на отказ $T_{ОАИИС}$ = 634,44 ч.

Коэффициент готовности Системы рассчитывается с учётом времени восстановления компонента с наибольшим временем восстановления. С учетом Технических требований элементом системы с наиболее высоким средним временем восстановления является счетчик электроэнергии:

- 2 часа - по Техническим требованиям;
- 2 часа - ожидаемое (при наличии ЗИП).

Коэффициент готовности Системы при времени восстановления 2 часа (Технические требования и ожидаемое при наличии ЗИП) составляет:

$$K_{ГАИИС} = \frac{T_{ОАИИС}}{T_{ОАИИС} + T_{BMAX}} = \frac{634{,}44}{634{,}44 + 2} = 0{,}998$$

По результатам расчетов можно сделать следующие заключения:

- вероятность безотказной работы для большинства функций Системы в данном случае определяется надежностью счетчиков. Это наиболее тонкое место в Системе, так как характеризуется наибольшим временем восстановления и большим количеством счетчиков;
- при наличии необходимого количества счётчиков в ЗИПе время наработки до отказа значительно увеличивается;
- расчётный коэффициент готовности Системы $K_{ГАИИС}$ при времени восстановления 2 часа равен 0,998, что удовлетворяет требованиям (не менее 0,95).

Расчет требуемого количества ЗИП приведен в Разделе 5.6.

5.6 Расчет комплекта ЗИП

Для обеспечения надежной эксплуатации АИИС КУЭ ПС 110 кВ Мельниково выбирается комплект ЗИП. Состав комплекта ЗИП определяется организационной структурой службы ремонтов на предприятии:

- закупка и хранение на складе пополняемого по мере необходимости комплекта ЗИП;
- ежегодная закупка и хранение на складе годового потребного объема ЗИП.

5.6.1 Пополняемый комплект ЗИП

Расчет пополняемого по мере необходимости комплекта ЗИП производится по следующим формулам:

$$\lambda_{\Sigma} = n \cdot \frac{1}{T_O},$$

где λ_{Σ} - интенсивность отказов n однотипных компонентов;

T_O - средняя наработка на отказ одного устройства.

$$T_{O\Sigma} = 1/\lambda_{\Sigma},$$

где $T_{O\Sigma}$ - среднее время наработки на отказ группы из n однотипных компонентов.

$$\mathrm{M_n} = T_{\text{рем}}/T_{O\Sigma},$$

где M_n – количество однотипных компонент в составе ЗИП;

$T_{рем}$ - время ремонта вышедшего из строя устройства.

Для расчета значение $T_{рем}$ принимаем равным времени изготовления изделия.

5.6.2 Годовой комплект ЗИП

Расчет годового комплекта ЗИП производится по следующей формуле:

$$\mathrm{M_Г} = 8760/\mathrm{T_{O\Sigma}},$$

где $M_Г$ - количество однотипных компонент в составе ЗИП.

5.6.3 Состав комплекта ЗИП

Данные расчетов пополняемого комплекта ЗИП при реконструкции ПС по данному титулу приведены в Таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Расчетные данные комплекта ЗИП при реконструкции ПС

№	Наименование оборудования	U, кВ	Тип оборудования	К-во, шт.	*То* компонента, ч	Суммарная λ, 10^{-6}/ч	Суммарн. *То*, ч	*Трем* компонента, ч	Пополняемый ЗИП, шт.	Годовой ЗИП, шт.
1	Измерительные трансформаторы тока	110	**ТОГФ-110.III**	9	400 000	22,5	44 444,4	720	0,016	0,2
2	Измерительные трансформаторы тока	10	Опред. на этапе РД	111	400 000	277,5	3 603,6	720	0,2	2,43
3	Измерительные трансформаторы тока	6	Опред. на этапе РД	75	400 000	187,5	5 333,3	720	0,135	1,64
4	Измерительные трансформаторы тока	0,4	Опред. на этапе РД	6	400 000	15,0	66 666,6	720	0,01	0,13
5	Измерительные трансформаторы напряжения	110	**ЗНОГ-110.III**	6	4 000 000	1,5	666 666,7	720	0,001	0,013
6	Измерительные трансформаторы напряжения	10	Опред. на этапе РД	6	4 000 000	1,5	666 666,7	720	0,001	0,013
7	Измерительные трансформаторы напряжения	6	Опред. на этапе РД	6	4 000 000	1,5	666 666,7	720	0,001	0,013
8	Счетчик электроэнергии	110	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	3	120 000	25,0	40 000,0	720	0,018	0,22
9	Счетчик электроэнергии	10, 6	Опред. на этапе РД	62	220 000	281,8	3 548,6	720	0,2	2,47
10	Счетчик электроэнергии	0,4	Опред. на этапе РД	2	220 000	9,1	109 890,1	720	0,007	0,08
11	Преобразователь	-	MOXA 5650I-8-DT	2	163 000	12,27	81 499,6	720	0,009	0,1
12	Коммутатор	–	Moxa EDS-305-M-SC	2	255 000	7,84	127 551,0	720	0,006	0,07

Учитывая время восстановления, влияние отказов элементов на работоспособность всей Системы, расчетные данные, приведенные в Таблице 5.3, предлагается следующий состав ЗИП для модернизируемой АИИС КУЭ:

При организации пополняемого комплекта ЗИП:
Счетчик электроэнергии для присоединений 110 кВ – 1 шт.;
Счетчик электроэнергии для присоединений 10, 6 кВ – 1 шт.
Счетчик электроэнергии для присоединений 0,4 кВ – 1 шт.

При организации годового комплекта ЗИП:
Счетчик электроэнергии для присоединений 110 кВ – 1 шт.
Счетчик электроэнергии для присоединений 10, 6 кВ – 3 шт.

Счетчик электроэнергии для присоединений 0,4 кВ – 1 шт.

Произведенный выбор комплекта ЗИП предварительный, он уточняется и корректируется по результатам первого года эксплуатации.

5.7 Выводы

Расчетные показатели надежности системы необходимо подтверждать практическими данными и расчетами. Процедура сбора данных и методика расчета определены в Программе обеспечения надежности.

По результатам расчетов можно сделать следующие заключения:

- Показатели надежности применяемых компонентов системы соответствуют Техническим требованиям.
- Вероятность безотказной работы для большинства функций Системы определяется надежностью наиболее массово применяемых компонентов - счетчиков электроэнергии. Это наиболее тонкое место в Системе, так как характеризуется наибольшим временем восстановления и большим количеством счетчиков.
- В соответствии с расчетами и организационной структурой службы ремонтов необходимо иметь в наличии комплект ЗИП.

Срок опытной эксплуатации Системы должен быть больше периода приработки компонентов системы и составлять не менее 1 месяца. В период приработки проявляются недостатки выходного контроля качества на предприятии изготовителе, а также ошибки, допущенные при транспортировке, монтаже и наладке Системы.

6. Состав и содержание работ по созданию АИИС КУЭ ПС

Исполнителем перед началом работ должны быть представлены Заказчику лицензии, необходимые для проведения работ по договору.

Ответственность за проведение работ в соответствии с Заданием должен нести Исполнитель.

Состав и содержание работ по модернизации и вводу АИИС КУЭ ПС в действие в соответствии ГОСТ 34.201-2020 и ГОСТ Р 59795-2021 включает в себя:

- Предпроектное обследование;
- Технический проект;
- Рабочая документация;
- Эксплуатационная документация.

Поставка оборудования и проведение монтажных и пуско-наладочных работ должна быть выполнена в соответствии с требованиями СП 31-110-2003 и РД 153-34.0-35.617-2001.

По окончанию монтажных и пуско-наладочных работ должны быть представлены:

- исполнительная документация с указанием мест установки оборудования и сетевыми адресами счетчиков и др. оборудования;
- кабельный журнал с указанием фактических длин кабеля;
- сертификаты на оборудование и материалы;
- техническая документация на поставленное оборудование (техническое описание, руководство по эксплуатации, паспорта и формуляры);
- протоколы проверки целостности проводников, заземляющих корпуса оборудования;
- протоколы проверки сопротивления изоляции проводников, кабелей;
- протоколы наладки узла учёта электрической энергии;
- протокол наладки АИИС КУЭ с подтверждением факта передачи данных с ПС на верхний уровень управления;
- проекты паспортов-протоколов измерительных каналов по всем точкам измерения;
- программа опытной эксплуатации;
- проект Акта о вводе модернизируемой части АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию.

В процессе выполнения работ должно быть произведено пломбирование счётчиков на присоединениях коммерческого учета.

Ввод АИИС КУЭ ПС в опытную эксплуатацию.

По результатам приемки в опытную эксплуатацию должны быть оформлены:

- Акт ввода АИИС КУЭ в опытную эксплуатацию;
- Приказ о вводе в опытную эксплуатацию.

Опытная эксплуатация.

В процессе опытной эксплуатации ведется:

- мониторинг состояния оборудования и передачи данных. При этом должна быть обеспечена замена вышедшего из строя оборудования в течение не более 3-х суток.
- журнал опытной эксплуатации.

Оформляются:

- акты о проведении ревизии и маркирования вторичных цепей измерительных каналов;
- методика поверки;
- свидетельство о поверке АИИС КУЭ;

Проводится:

- обучение эксплуатационного персонала (при необходимости);
- первичная поверка АИИС КУЭ.

Ввод АИИС КУЭ ПС в эксплуатацию:

Должны быть представлены следующие документы:
- журнал опытной эксплуатации;
- приказ о вводе АИИС КУЭ ПС в эксплуатацию;
- акт приемки в эксплуатацию.

7. Эксплуатация АИИС КУЭ ПС

Условия эксплуатации оборудования комплексов учета должны соответствовать требованиям, указанным в эксплуатационной документации на технические средства. Гарантийный срок нормальной эксплуатации приборов учета электрической энергии, оборудования связи и сбора-передач данных, входящих в систему учета, должен составлять не менее 60 месяцев. Срок эксплуатации приборов учета электроэнергии должен составлять не менее 30 лет.

Состав, структура и режим работы персонала определяется в зависимости от состава технических и программных средств, а также решаемых задач.

Персонал должен обеспечивать правильность функционирования всех технических средств и выполнять все работы по обслуживанию и оперативному восстановлению работоспособности оборудования.

Оперативное обслуживание и восстановление работоспособности оборудования ИИК и автоматизированного сбора информации должно производиться путем замены модулей из составных компонентов ЗИП.

В ходе проектирования, монтажа и ввода в эксплуатацию комплексов технических средств учета должно быть предусмотрено обучение и переаттестация работающего обслуживающего персонала (по необходимости).

Эксплуатационная документация на ИИК должна соответствовать ГОСТ 2.601-2019 содержать следующую информацию:

- Перечень средств измерений в составе информационно-измерительного комплекса с указанием их номинальных параметров и классов точности.
- Схема подключения прибора учета электроэнергии, ТТ и ТН.
- Паспорт-протокол на ИИК.
- Паспорта на оборудование ИИК.
- Однолинейную схему присоединения к внешней электрической сети с указанием названий и уровней напряжения шин подстанции, предполагаемых групп точек поставки, мест подключения приборов учета, измерительных трансформаторов напряжения.
- Данные по максимальной нагрузке и установленной трансформаторной мощности.
- Исходные данные, методика и результаты расчета границ суммарной относительной погрешности средств измерений.

8. Требования к проведению опытной эксплуатации

При проведении опытной эксплуатации проверяется соответствие установленного оборудования и программного обеспечения настоящим техническим требованиям, а также выполнение компонентами системы учета, заявленных производителем свойств и функций. Удачным опросом является получение информации с 95% приборов учета (суточный опрос, месячный опрос). Под инцидентом понимается событие, нарушающее нормальное функционирование системы, и не позволяющее успешно реализовать одну или несколько из заявленных функций.

Критерии успешного прохождения опытной эксплуатации:

- Автоматический ежедневный сбор значений накопленной за день и с начала месяца энергии суммарно и раздельно по всем тарифам - не более 0,5% случаев неудачных опросов.
- Автоматический ежемесячный сбор значений активной мощности, усредненной за прошедший 60 минутный интервал - не более 0,5% случаев неудачных опросов.
- Автоматический сбор записей журналов событий приборов учета - не более 0,5% случаев неудачных опросов за день.
- Удаленное (с рабочего места оператора) управление (ограничение, отключение) нагрузкой потребления по каждому присоединению, оборудованному приборами учета, входящими в автоматизированную систему - не более 0,5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи).
- Удаленное (с рабочего места оператора) параметрирование приборов учета и их групп - не более 0,5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи).
- Устойчивая работа элементов автоматизированной системы – максимально допустимое количество отказов и выходов из строя элементов автоматизированной системы – не более 0,5% от общего количества узлов, входящих в ее состав (серверы, приборы учета, оборудование связи) за период опытной эксплуатации.
- Количество приборов учета, данные с которых не удалось получить путем удаленного опроса в течение отчетного месяца (исключая случаи выхода из строя прибора учета), УСПД, сервера, % от общего числа приборов учета - не более 0,1%.
- Среднее время устранения причины инцидента (сбоя) с момента возникновения инцидента (не более 2 часов).
- Количество инцидентов, вызвавших несанкционированное, или произведенное с нарушением установленного порядка, ограничение и (или) отключение нагрузки, исключая некорректные действия персонала Заказчика – не более 2% в первый месяц опытной эксплуатации.

9. Правила приемки работ и виды испытаний

До ввода в постоянную эксплуатацию оборудование ИИК, ИВКЭ, ИВК должно подвергаться следующим видам испытаний:

- Предварительные.
- Опытная эксплуатация.
- Приемочные.

Предварительные испытания должны проводиться для определения степени работоспособности и решения вопроса о возможности приемки в опытную эксплуатацию.

Опытная эксплуатация должна проводиться с целью выявления особенностей функционирования системы и определения необходимости доработки или коррекции отдельных реализованных проектных решений.

Приемочные испытания системы должны проводиться с целью определения ее соответствия требованиям технического задания на ее создание и определения возможности ввода в постоянную эксплуатацию.

Допускается поэтапное проведение приемочных испытаний.

10. Источники разработки

АИИС КУЭ подстанции выполняется с учётом следующих Федеральных законов, нормативно-технических документов, приказов и распоряжений, ГОСТ:

Федеральные Законы:

- Об электроэнергетике от 26 марта 2003 № 35-ФЗ;
- Об обеспечении единства измерений от 26 июня 2008 №102-ФЗ;
- Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».
- Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ СТО 56947007-29.240.10.248-2017;
- Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94);
- Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными (версия 2). СТО 34.01-5.1-006-2019;
- Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования. СТО 34.01-5.1-009-2019;
- Устройства сбора и передачи данных электроэнергии. Общие технические требования. СТО 34.01-5.1-010-2019;
- Стандарт организации ПАО «Россети Сибирь» СО 5.109/0 «Выполнение работ по созданию, эксплуатации и модернизации АИИС КУЭ. Положение».

В части организации технического и метрологического обеспечения учет электроэнергии должен соответствовать следующим документам:

ГОСТ 1983-2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические требования;
ГОСТ 31819.22-2012. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S;
ГОСТ 31819.23-2012. Статические счетчики реактивной энергии;
ГОСТ 7746-2015. «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
ГОСТ 8.217-2003. Трансформаторы тока. Методика поверки;
ГОСТ 8.216-2011. «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
ГОСТ Р 8.563–2009. ГСИ. Методика выполнения измерений»;
РД 34.11.333-97. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии;
РД 34.11.334-97. Типовая методика выполнения измерений электрической мощности;
МИ 3000-2006. Рекомендация «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные технического учета электрической энергии. Типовая методика поверки»;
МИ 3022-2006. Рекомендация «ГСИ. Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока»;
МИ 3023-2006. Рекомендация «ГСИ. Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения»;
Правила устройства электроустановок (ПУЭ).

Перечень принятых сокращений

АВ	автоматический выключатель
АВР	автоматическое включение резерва
АИИС КУЭ	автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии электрической энергии
АРМ	автоматизированное рабочее место
АСУ	автоматизированная система управления
БД	база данных
БП	блок питания
ЗИП	запасные изделия и принадлежности
ЗРУ	закрытое распределительное устройство
ИБП	источник бесперебойного электропитания
ИВК	информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК	измерительно-информационный комплекс
ЛВС	локальная вычислительная сеть
МВИ	методика выполнения измерений
ОРУ	открытое распределительное устройство
ПН	показатели надежности
ПНР	пуско-наладочные работы
ПО	программное обеспечение
ПОН	программа обеспечения надежности
ПТК	программно-технический комплекс
ПУЭ	правила устройства электроустановок
СИ	средства измерений
СМР	строительно-монтажные работы
СН	собственные нужды
СОЕВ	система обеспечения единого времени
СУБД	система управления базами данных
ТЗ	техническое задание
ТН	трансформатор напряжения
ТСН	трансформатор собственных нужд
ТТ	трансформатор тока
УСПД	устройство сбора и передачи данных
УССВ	устройство синхронизации системного времени
ЦСОИ	центр управления сетями
ОПУ	общеподстанционный пункт управления

Приложение А

Догрузочные резисторы для трансформаторов напряжения (МР3021-Н)

Описание продукта

Догрузочные резисторы применяются для догрузки измерительных трансформаторов напряжения - 100; 100/√3; 110; 110/√3 В.

Изготавливаются в 1 и 3-х фазном исполнении.

Предусмотрена защита от несанкционированного доступа.

Технические характеристики

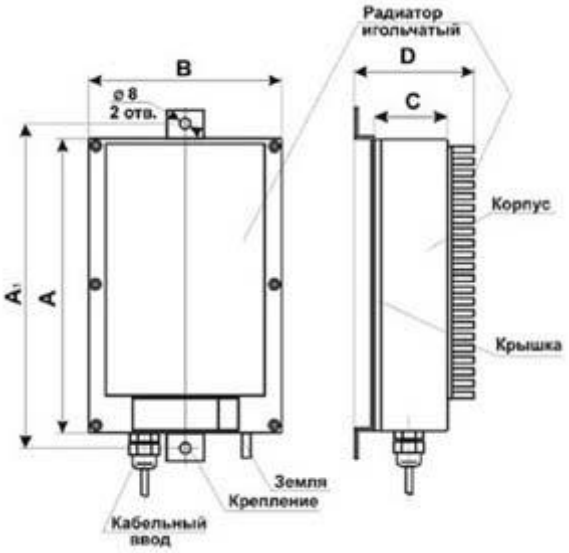
Номинальные мощности и габаритные размеры приведены на рисунке и в таблице.

Рабочий диапазон напряжений 0,9 - 1,1$U_н$.

Рабочий диапазон температур от – 40 до +50°С. Резисторы могут применяться на открытом воздухе, защищены от попадания влаги.

Допускаемая погрешность сопротивления ± 10% за 10 лет эксплуатации.

Относительная влажность до 90% при температуре 25°С.



Номинальная мощность, ВА	Размеры, мм					Масса, кг, не более
	A	A1	B	C	D	
5, 10	119	145	94	34	46	0,36
20,30,3x5,3x10	171	199	121	55	69	0,7
40	222	250	146	55	69	0,9
50*, 60*, 70*, 80* 3x20	222	250	146	55	89	1,5

* - корпус с радиатором (корпус изделий с радиатором и без радиатора имеет одинаковые установочные размеры).

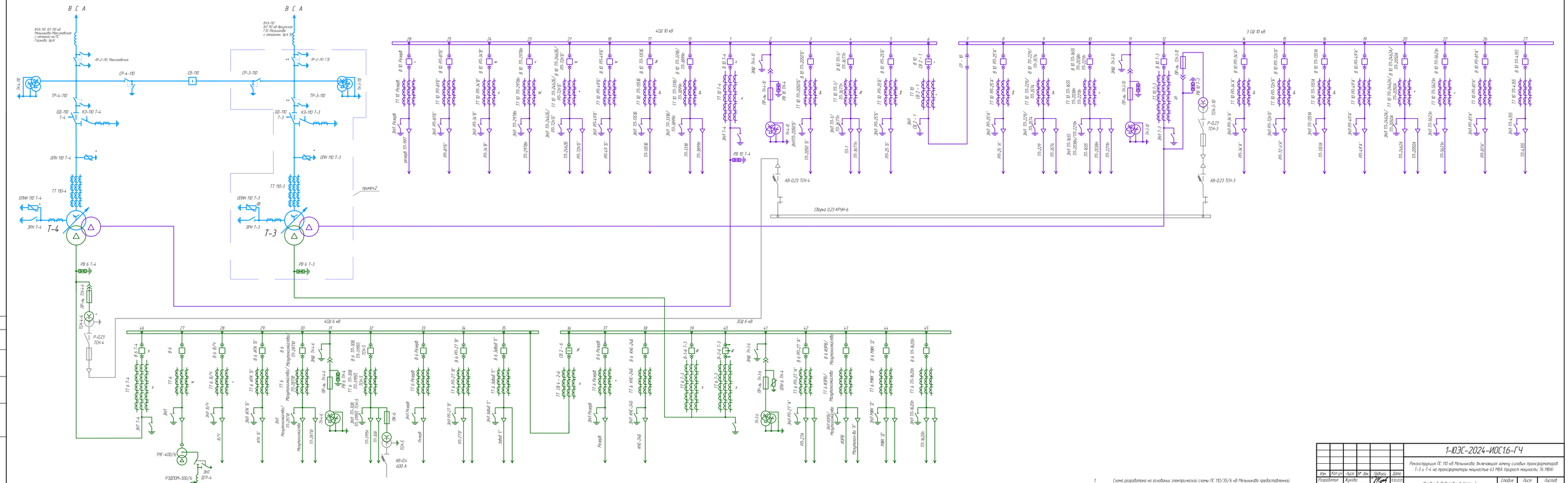
Термостойкий подводящий кабель длиной 1м с наконечником под болт М4 входит в комплект поставки, если иное не оговорено в Заказе.

В случае необходимости применения резисторов с большей мощностью соединяются два или более догрузочных резисторов параллельно.

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	Изме-ненных	Заме-ненных	Новых	Аннули-рованных				

Номер ячейки	1	2	3
Обозначение монтажной единицы	W4G T4	TV1G TV2G	W3G T3
Диспетчерское наименование	ВЛ 110 кВ Мельниково-Максимобская с отпайкой на ПС Глажово	Перемычка, шинные аппараты	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Мельниково с отпайкой



1 Схема разработана на основании электрической схемы ПС 110/35/6 кВ Мельниково предоставленной ОАО "ИЭСК" Южные электрические сети.

2 Оборудование, демонтируемое в первую очередь первого пускового комплекса

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1-ЮЭС-2024-ИОС16-ГЧ	
Разработал		Куклов			18.10.2024	Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА (продолжительная мощность 76 МВА)	
Рук. отдела		Качаев			18.10.2024	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 6. АИИС КУЭ	
						Стадия: П	Лист: 1	Листов:
Инженер		Загоскин			18.10.2024	Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Мельниково (до реконструкции)	СИБТЭК
ГИП		Иванов			18.10.2024		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Номер ячейки	1	2	3
Обозначение монтажной единицы	W4G, T4	TV1G, TV2G	W3G, T3
Диспетчерское наименование	ВЛ 110 кВ Мельниково–Максимовская с отпайкой на ПС Глазково	Перемычка, шинные аппараты	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками

1.Схема разработана на основании электрической схемы ПС 110/35/6 кВ Мельниково предоставленной ОАО "ИЭСК" Южные электрические сети;
2. Вновь устанавливаемое оборудование по первому пусковому комплексу показано утолщенной линией;
3. * – ЛР-2-110 ГЭС (временный) устанавливается временно на первом пусковом комплексе для сохранения транзита через существующий СВ-110 кВ при выполнений работ по монтажу нового трансформатора Т-3 (63 МВА) и оборудования в цепи выключателя 110 кВ (В 110 Т-3, ТТ 110 т-3, ШР 110 Т-3).

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Жукова			15.10.2025
Рук. отдела		Качаев			15.10.2025
Н.контр.		Загоскина			15.10.2025
ГИП		Иванов			15.10.2025

1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ

Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)

Раздел 5. Подраздел 1. Часть 6. АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
П	2	

Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Мельниково. 1 пусковой комплекс 1-я очередь

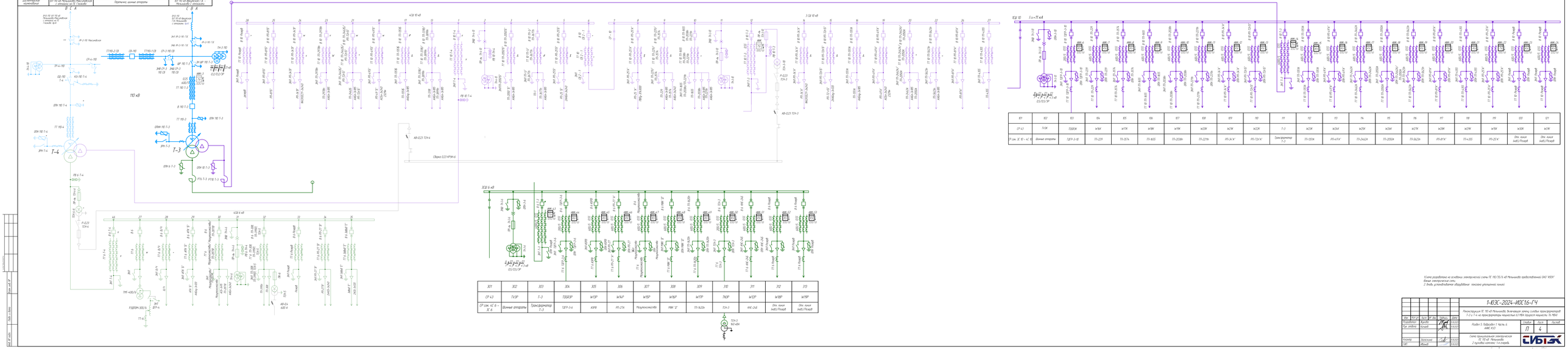
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Номер ячейки	1	2	3
Обозначение монтажной единицы	W4G, T4	TV1G, TV2G	W3G, T3
Диспетчерское наименование	ВЛ 110 кВ Мельниково–Максимовская с отпайкой на ПС Глазково	Перемычка, шинные аппараты	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками

1.Схема разработана на основании электрической схемы ПС 110/35/6 кВ Мельниково предоставленной ОАО "ИЭСК" Южные электрические сети;
2. Вновь устанавливаемое оборудование по первому пусковому комплексу показано утолщенной линией;
3. * – ЛР-2-110 ГЭС (временный) устанавливается временно на первом пусковом комплексе для сохранения транзита через существующий СВ-110 кВ при выполнений работ по монтажу нового трансформатора Т-3 (63 МВА) и оборудования в цепи выключателя 110 кВ (В 110 Т-3, ТТ 110 т-3, ШР 110 Т-3).

						1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)		
Разработал		Жукова			15.10.2025	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 6. АИИС КУЭ	Стадия	Лист	Листов
Рук. отдела		Качаев			15.10.2025		П	3	
Н.контр.		Загоскина			15.10.2025	Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Мельниково. 1 пусковой комплекс 2-я очередь	СИБТЭК		
ГИП		Иванов			15.10.2025				

Номер секции	1	2	3
Обозначение комплекса оборудования	№1Е.Т4	ТЧ1Е.ТЧ2Е	№1Е.Т3
Высоковольтное оборудование	ВЛ 110 кВ Нельмидо-Приисковая с отпайкой на ПС "Нельмидо"	Перемычка шинных отпаек	ВЛ 110 кВ Ярцевская ГЭС - Нельмидо с отпайкой



Х01	Х02	Х03	Х04	Х05	Х06	Х07	Х08	Х09	Х10	Х11	Х12	Х13
СР 4.3	ТЧ3Р	Т-3	ПДКВ3Р	w13Р	w14Р	w15Р	w16Р	w17Р	ПК9Р	w12Р	w18Р	w19Р
СР сек. 4С В - 3С В	Шинные отпаечки	Трансформатор Т-3	ПДТР-3-6	КЗРП	ЛП-27А	Резервная линейка	РВК "Д"	ПЛ-8х20м	ТСН-3	ВНС-2х6	Шк. линий (ввб)/Резерв	Шк. линий (ввб)/Резерв

Х01	Х02	Х03	Х04	Х05	Х06	Х07	Х08	Х09	Х10	Х11	Х12	Х13	Х14	Х15	Х16	Х17	Х18	Х19	Х20	Х21
СР 4.3	ТЧ1Ж	ПДКВ1Ж	w1Ж	w11Ж	w18Ж	w19Ж	w20Ж	w21Ж	w22Ж	Т-3	w23Ж	w24Ж	w25Ж	w26Ж	w27Ж	w28Ж	w29Ж	w5Ж	w30Ж	w31Ж
СР сек. 1С 10 - 4С 10	Шинные отпаечки	ПДТР-3-10	ПЛ-22Ч	ПЛ-35Ч	ПЛ-36Б	ПЛ-203Ф	ПЛ-227Ф	ПЛ-36'А'	ПЛ-72А'А'	Трансформатор Т-3	ПЛ-125М	ПЛ-69А'А'	ПЛ-246А	ПЛ-205М	ПЛ-162Ф	ПЛ-81А'	ПЛ-4Б5	ПЛ-25А'	Шк. линий (ввб)/Резерв	Шк. линий (ввб)/Резерв

Схема разработана на основании электрической схемы ПС 110/35/6 кВ Нельмидо предоставленной ОАО "ФСК" Ванкор электрическая сеть.
1. Ввиду устойчивости оборудования показаны оптимальные линии

							1-ИЭС-2024-ИОС16-ГЧ		
							Реконструкция ПС 110 кВ Нельмидо. Замена двух силовых трансформаторов 7,5 у Т-4 на трансформаторы мощностью 6,3 МВА взамен мощности 3,5 МВА		
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата				
Разработал	Ялыбо					Стадия	Лист	Листов	
Гл. инженер	Кислый					Р	17	4	
Нач.отд.	Белоусов					Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Нельмидо. 2 трансформатора. 1-я очередь			
ГИП	Ялыбо								

Номер ячейки	1	2	3
Обозначение монтажной единицы	W4G, T4	TV1G, TV2G	W3G, T3
Диспетчерское наименование	ВЛ 110 кВ Мельниково–Максимовская с отпайкой на ПС Глазково	Перемычка, шинные аппараты	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками

101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121
СР 43	TV3K	TDGR3K	W16K	W17K	W18K	W19K	W20K	W21K	W22K	T–3	W23K	W24K	W25K	W26K	W27K	W28K	W29K	W15K	W30K	W31K
СР сек. 3С 10 – 4С 10	Шинные аппараты	ТДГР–3–10	ТП–229	ТП–3574	ТП–1655	ТП–2038п	ТП–2211п	РП–34"А"	РП–72п"А"	Трансформатор Т–3	ТП–1351А	РП–49"А"	ТП–2462А	ТП–2050А	ТП–5623п	РП–81"А"	ТП–4355	РП–25"А"	Отх. линия (нов.)/Резерв	Отх. линия (нов.)/Резерв

301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313
СР 43	TV3P	T–3	TDGR3P	W13P	W14P	W15P	W16P	W17P	TN3P	W12P	W18P	W19P
СР сек. 4С 6 – 3С 6	Шинные аппараты	Трансформатор Т–3	ТДГР–3–6	ИЗРВ	РП–27А	Мазутохозяйство	МЖК "Д"	ТП–1620п	ТСН–3	КНС–24Б	Отх. линия (нов.)/Резерв	Отх. линия (нов.)/Резерв

1.Схема разработана на основании электрической схемы ПС 110/35/6 кВ Мельниково предоставленной ОАО "ИЭСК" Южные электрические сети;
2. Вновь устанавливаемое оборудование показано утолщенной линией

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разработал		Жукова			15.10.2025	
Рук. отдела		Качаев			15.10.2025	
Н.контр.		Загоскина			15.10.2025	
ГИП		Иванов			15.10.2025	

1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ

Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)

Раздел 5. Подраздел 1. Часть 6. АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
П	5	

Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Мельниково. 2 пусковой комплекс 2-я очередь

СИБТЭК

Номер ячейки	1	2	3
Обозначение монтажной единицы	W4G, T4	TV1G, TV2G	W3G, T3
Диспетчерское наименование	ВЛ 110 кВ Мельниково–Максимовская с отпайкой на ПС Глазково	Перемычка, шинные аппараты	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками

219	218	217	216	215	214	213	212	211	210	209	208	207	206	205	204	203	202	201
W1K	W2K	W14K	W3K	W3K	W4K	W5K	W6K	W7K	W8K	W9K	W10K	T-4	W11K	W12K	W13K	TDGR4K	TV4K	CB 43
Отх. линия (нов.)/Резерв	Отх. линия (нов.)/Резерв	РП-25"Б"	ТП-997	РП-81"Б"	РП-34"В"	ТП-2978п	ТП-2462Б	РП-72п"Б"	РП-49"Б"	ТП-1351Б	ТП-3899п	Трансформатор Т-4	ТП-3318	ТП-2050"Б"	ТП-1/ ТП-3677п	ТДГР-4-10	Шинные аппараты	СВ сек. 4С 10 – 3С 10

101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121
CP 43	TV3K	TDGR3K	W16K	W17K	W18K	W19K	W20K	W21K	W22K	T-3	W23K	W24K	W25K	W26K	W27K	W28K	W29K	W15K	W30K	W31K
СР сек. 3С 10 – 4С 10	Шинные аппараты	ТДГР-3-10	ТП-229	ТП-3574	ТП-1655	ТП-2038п	ТП-2211п	РП-34"А"	РП-72п"А"	Трансформатор Т-3	ТП-1351А	РП-49"А"	ТП-2462А	ТП-2050А	ТП-5623п	РП-81"А"	ТП-4355	РП-25"А"	Отх. линия (нов.)/Резерв	Отх. линия (нов.)/Резерв

415	414	413	412	411	410	409	408	407	406	405	404	403	402	401
T-4	W2P	W3P	W11P	TN4P	W4P	W5P	W6P	W7P	W8P	W9P	W10P	TDGR4P	TV4P	CB 43
Трансформатор Т-4	Отх. линия (нов.)/Резерв	Отх. линия (нов.)/Резерв	Мазутохозяйство	ТСН-4	В/Ч	ИТК "Б"	ТП-2871В	ТП-3195П	ТП-308	РП-27 "В"	Завод "Е"	ТДГР-4-6	Шинные аппараты	СВ сек. 4С 6 – 3С 6

301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313
CP 43	TV3P	T-3	TDGR3P	W13P	W14P	W15P	W16P	W17P	TN3P	W12P	W18P	W19P
СР сек. 4С 6 – 3С 6	Шинные аппараты	Трансформатор Т-3	ТДГР-3-6	ИЗРВ	РП-27А	Мазутохозяйство	МЖК "Д"	ТП-1620п	ТСН-3	КНС-246	Отх. линия (нов.)/Резерв	Отх. линия (нов.)/Резерв

1.Схема разработана на основании электрической схемы ПС 110/35/6 кВ Мельниково предоставленной ОАО "ИЭСК" Южные электрические сети;
2. Вновь устанавливаемое оборудование показано утолщенной линией

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разработал		Жукова			15.10.2025	
Рук. отдела		Качаев			15.10.2025	
Н.контр.		Загоскина			15.10.2025	
ГИП		Иванов			15.10.2025	

1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ

Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)

Раздел 5. Подраздел 1. Часть 6. АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
П	6	

Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Мельниково. 2 пусковой комплекс 3-я очередь

СИБТЭК

Номер ячейки	1	2	3
Обозначение монтажной единицы	W4G, T4	TV1G, TV2G	W3G, T3
Диспетчерское наименование	ВЛ 110 кВ Мельниково–Максимовская с отпайкой на ПС Глазково	Перемычка, шинные аппараты	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками

219	218	217	216	215	214	213	212	211	210	209	208	207	206	205	204	203	202	201
W1K	W2K	W14K	W3K	W3K	W4K	W5K	W6K	W7K	W8K	W9K	W10K	T-4	W11K	W12K	W13K	TDGR4K	TV4K	CB 43
Отх. линия (нов.)/Резерв	Отх. линия (нов.)/Резерв	РП-25"Б"	ТП-997	РП-81"Б"	РП-34"В"	ТП-2978п	ТП-2462Б	РП-72п"Б"	РП-49"Б"	ТП-1351Б	ТП-3899п	Трансформатор Т-4	ТП-3318	ТП-2050"Б"	ТП-1/ ТП-3677п	ТДГР-4-10	Шинные аппараты	СВ сек. 4С 10 – 3С 10

101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121
CP 43	TV3K	TDGR3K	W16K	W17K	W18K	W19K	W20K	W21K	W22K	T-3	W23K	W24K	W25K	W26K	W27K	W28K	W29K	W15K	W30K	W31K
СР сек. 3С 10 – 4С 10	Шинные аппараты	ТДГР-3-10	ТП-229	ТП-3574	ТП-1655	ТП-2038п	ТП-2211п	РП-34"А"	РП-72п"А"	Трансформатор Т-3	ТП-1351А	РП-49"А"	ТП-2462А	ТП-2050А	ТП-5623п	РП-81"А"	ТП-4355	РП-25"А"	Отх. линия (нов.)/Резерв	Отх. линия (нов.)/Резерв

415	414	413	412	411	410	409	408	407	406	405	404	403	402	401
T-4	W2P	W3P	W11P	TN4P	W4P	W5P	W6P	W7P	W8P	W9P	W10P	TDGR4P	TV4P	CB 43
Трансформатор Т-4	Отх. линия (нов.)/Резерв	Отх. линия (нов.)/Резерв	Мазутохозяйство	ТСН-4	В/Ч	ИТК "Б"	ТП-2871д	ТП-3195П	ТП-308	РП-27 "В"	Завод "Е"	ТДГР-4-6	Шинные аппараты	СВ сек. 4С 6 – 3С 6

301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313
CP 43	TV3P	T-3	TDGR3P	W13P	W14P	W15P	W16P	W17P	TN3P	W12P	W18P	W19P
СР сек. 4С 6 – 3С 6	Шинные аппараты	Трансформатор Т-3	ТДГР-3-6	ИЗРВ	РП-27А	Мазутохозяйство	МЖК "Д"	ТП-1620п	ТСН-3	КНС-24Б	Отх. линия (нов.)/Резерв	Отх. линия (нов.)/Резерв

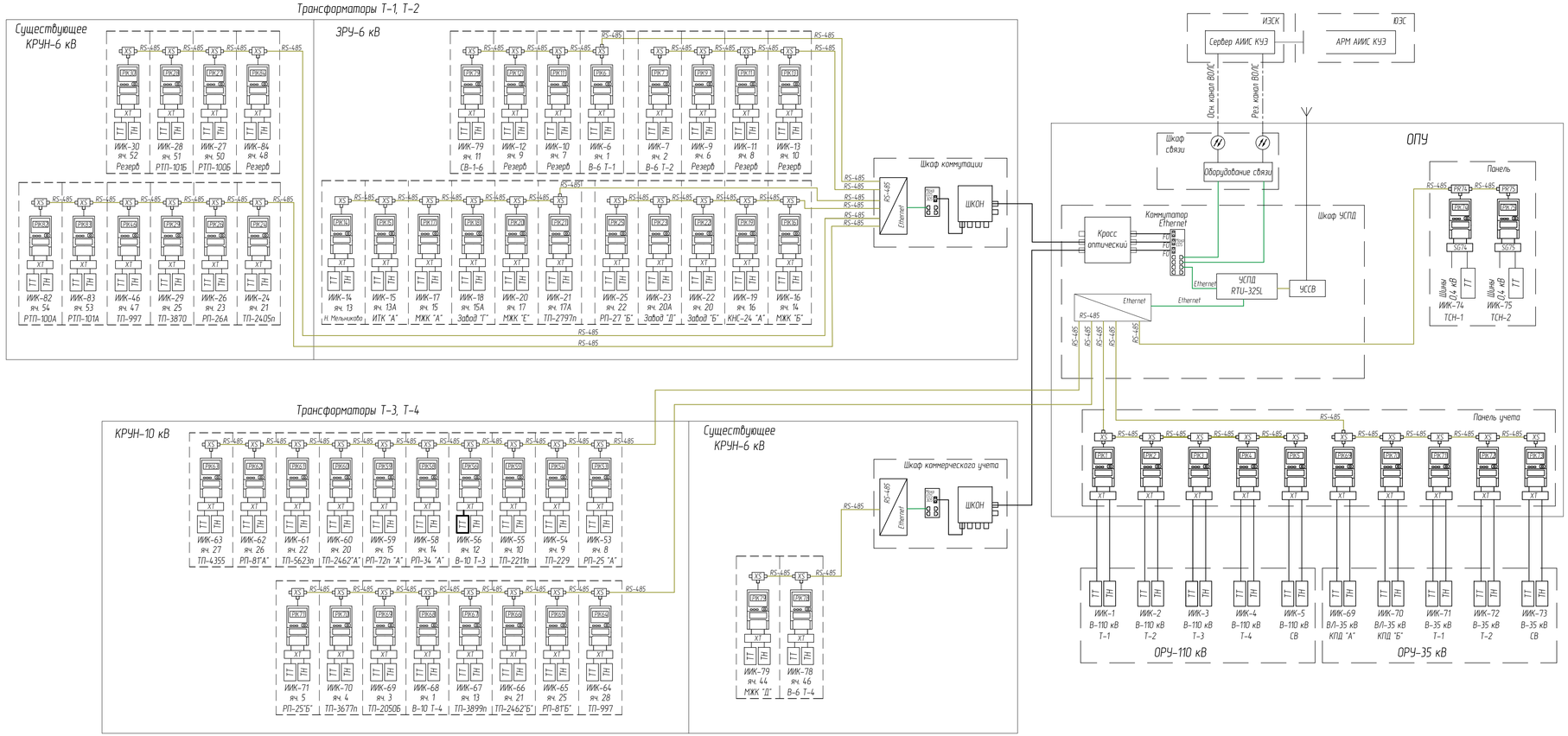
1. Схема разработана на основании электрической схемы ПС 110/35/6 кВ Мельниково предоставленной АО "ИЭСК" Южные электрические сети;
2. Оборудование предусмотрено титулом "Модернизация ПС 110 кВ Мельниково в части компенсации емкостных токов (установка ДГР – 4 шт.)" и в объем данного титула не входит;
3. Вновь устанавливаемое оборудование по третьему пусковому комплексу показано утолщенной линией.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ
						Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)
Разработал		Жукова			15.10.2025	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 6. АИИС КУЭ — Стадия: П; Лист: 7; Листов:
Рук. отдела		Качаев			15.10.2025	
Н.контр.		Загоскина			15.10.2025	Схема принципиальная электрическая ПС 110 кВ Мельниково. 3 пусковой комплекс
ГИП		Иванов			15.10.2025	СИБТЭК

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



При модернизации АИИС КУЭ для 1 пускового комплекса 2-ой очереди осуществляется
- подключение цепей измерения от устанавливаемых трансформаторов тока к существующему счетчику электроэнергии РІК3, установленному в шкафу учета в ОПУ.
- интерфейсные цепи RS-485 – существующие.

Утолщенной линией на схеме показано оборудование, устанавливаемое в данном проекте.

Обозначение

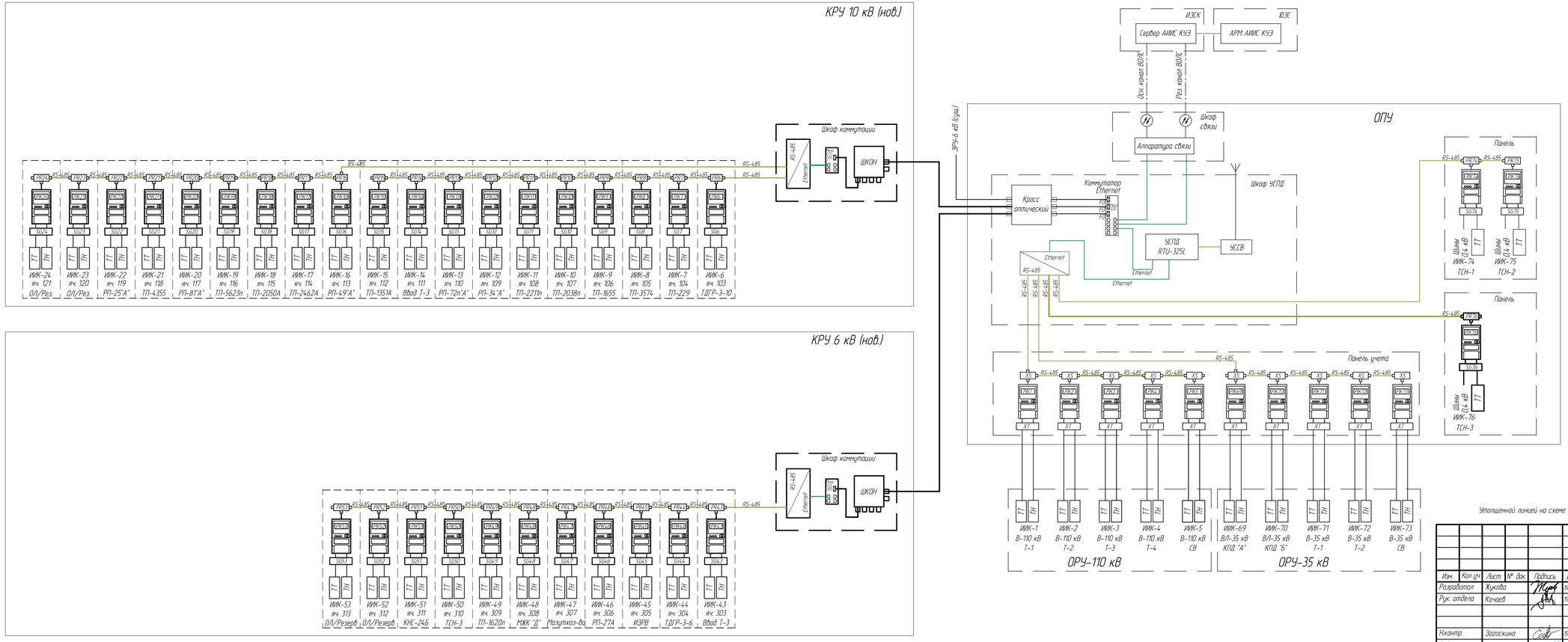
FO	–	Оптоволоконный кабель (суш)
Eth	–	цепи Ethernet (суш)
RS-485	–	цепи RS-485 (суш)

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ
Разработал		Жукова			15.10.2025	Реконструкция ПС 110 кВ Мельникова, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)
Рук. отдела		Качаев			15.10.2025	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 6. АИИС КУЭ
Н.контр.		Загоскина			15.10.2025	Структурная схема АИИС КУЭ 1 пусковой комплекс 2-я очередь
ГИП		Иванов			15.10.2025	

Стадия	Лист	Листов
П	8	

СИБТЭК

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



Утолщенной линией на схеме показано оборудование, устанавливаемое в данном проекте на данном этапе.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ
Разработал		Жукова			15.10.2025	Реконструкция ПС 110 кВ Мельникова, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)
Рук. отдела		Качаев			15.10.2025	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 6. АИИС КУЭ
Н.контр.		Загоскина			15.10.2025	Структурная схема АИИС КУЭ 2 пусковой комплекс 2-я очередь
ГИП		Иванов			15.10.2025	

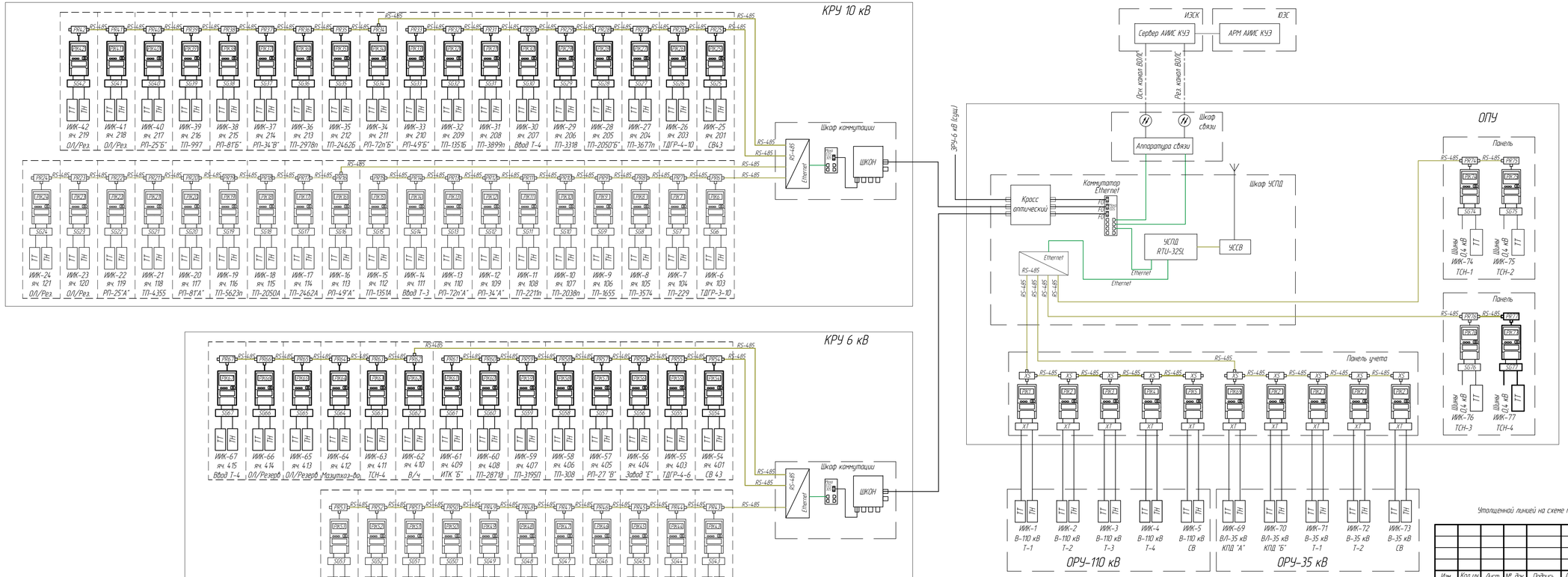
Стадия	Лист	Листов
П	9	

СИБТЭК

Копировал

Формат А4х4

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



Утолщенной линией на схеме показано оборудование, устанавливаемое в данном проекте.

						1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Реконструкция ПС 110 кВ Мельникова, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)		
Разработал		Жукова			15.10.2025	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 6. АИИС КУЭ	Стадия	Лист	Листов
Рук. отдела		Качаев			15.10.2025		П	10	
Н.контр.		Загоскина			15.10.2025	Структурная схема АИИС КУЭ 2 пусковой комплекс 3-я очередь	СИБТЭК		
ГИП		Иванов			15.10.2025				

Копировал | Формат А4х4

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

№ ИИК	Тип учета	Наименование ИИК	Напр., кВ	Счетчик				Трансформаторы тока					Трансформаторы напряжения				
				Тип	Класс точности, А/Р	Направление измеряемой энергии	Межповерочный интервал	Тип	Коэффициент трансформации, К тт	Класс точности	Установлены в фазах	Межповерочный интервал	Тип	Коэффициент трансформации, К тн	Класс точности	Установлены в фазах	Межповерочный интервал
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
3	ТУ	ОРУ-110 кВ. Ввод Т-3	110	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	0,5S/1,0	П/О	10 лет	ТОГФ-110.III	600/5	0,2S	А, В, С	8 лет	НКФ-110-57	110/√3/ 0,1/√3	0,2	А, В, С	8 лет
56	ТУ	КРУН-10 кВ. Яч. 12 В-10 Т-3	10	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	0,5S/1,0	П/О	10 лет	ТОЛ-НТЗ-10	1500/5	0,5S	А, В, С	8 лет	НАМИТ-10-2	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет

Жирным шрифтом в таблице показано оборудование, устанавливаемое в данном проекте на данном этапе.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата.

Инв. № Подп.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Жукова			15.10.2025
Рук. отдела		Качаев			15.10.2025
Н.контр.		Загоскина			15.10.2025
ГИП		Иванов			15.10.2025

1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ

Реконструкция ПС 110 кВ Мельникова, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)

Раздел 5. Подраздел 1. Часть 6.
АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
П	11	

Перечень точек измерений электрической энергии АИИС КУЭ. 1 пусковой комплекс 2-я очередь

СИБТЭК

Копировал

формат А3

№ ИИК	Тип учета	Наименование ИИК	Напр., кВ	Счетчик				Трансформаторы тока					Трансформаторы напряжения				
				Тип	Класс точности, А/Р	Направление измеряемой энергии	Межповерочный интервал	Тип	Коэффициент трансформации, К тт	Класс точности	Установлены в фазах	Межповерочный интервал	Тип	Коэффициент трансформации, К тн	Класс точности	Установлены в фазах	Межповерочный интервал
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
3	ТУ	ОРУ-110 кВ. Ввод Т-3	110	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	0,5S/1,0	П/О	10 лет	ТОГФ-110.III	600/5	0,2S	А, В, С	8 лет	ЗНОГ-110.III	110/√3/ 0,1/√3	0,2	А, В, С	8 лет
5	ТУ	ОРУ-110 кВ. СВ 110 кВ	110	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	0,5S/1,0	П/О	10 лет	ТОГФ-110.III	500/5	0,2S	А, В, С	8 лет	ЗНОГ-110.III	110/√3/ 0,1/√3	0,2	А, В, С	8 лет
6	ТУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 103. ТДГР-3-10	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	200/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
7	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 104. ТП-229	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
8	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 105. ТП-3574	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
9	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 106. ТП-1655	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
10	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 107. ТП-2038п	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
11	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 108. ТП-2211п	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
12	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 109. РП-34 "А"	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
13	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 110. РП-72п "А"	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
14	ТУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 111. Ввод Т-3	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	4000/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
15	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 112. ТП-1351А	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
16	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 113. РП-49 "А"	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
17	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 114. ТП-2462А	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
18	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 115. ТП-2050А	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
19	КУ	КРУ-10 кВ. Яч. 116. ТП-5623п	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
20	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 117. РП-81 "А"	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
21	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 118. ТП-4355	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
22	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 119. РП-25 "А"	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	800/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
23	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 120. ОЛ/Резерв	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
24	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 121. ОЛ/Резерв	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет

Жирным шрифтом в таблице прописано оборудование, устанавливаемое в данном проекте на данном этапе.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата.

Инв. № Подп.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Жукова			15.10.2025
Рук. отдела		Качаев			15.10.2025
Н.контр.		Загоскина			15.10.2025
ГИП		Иванов			15.10.2025

1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ

Реконструкция ПС 110 кВ Мельникова, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)

Раздел 5. Подраздел 1. Часть 6. АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
П	12.1	2

Перечень точек измерений электрической энергии АИИС КУЭ. 2 пусковой комплекс 2-я очередь

СИБТЭК

Копировал

формат А3

№ ИИК	Тип учета	Наименование ИИК	Напр., кВ	Счетчик				Трансформаторы тока					Трансформаторы напряжения				
				Тип	Класс точности, А/Р	Направление измеряемой энергии	Межповерочный интервал	Тип	Коэффициент трансформации, К тт	Класс точности	Установлены в фазах	Межповерочный интервал	Тип	Коэффициент трансформации, К тн	Класс точности	Установлены в фазах	Межповерочный интервал
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
43	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 303. Ввод Т-3	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	4000/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
44	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 304. ТДГР-3-6	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	200/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
45	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 305. ИЗРВ	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
46	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 306. РП-27А	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
47	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 307. Мазутохозяйство	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
48	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 308. МЖК "Д"	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
49	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 309. ТП-1620п	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
50	ТУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 310. ТСН-3	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	200/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
51	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 311. КНС-24Б	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
52	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 312. ОЛ/Резерв	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
53	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 313. ОЛ/Резерв	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
76	ТУ	ТСН-3 0,4 кВ	0,4	СЭТ-4ТМ.03М.09	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	300/5	0,5S	А, В, С	8 лет	–	–	–	–	–

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата.

Инв. № подл.

№ ИИК	Тип учета	Наименование ИИК	Напр., кВ	Счетчик				Трансформаторы тока					Трансформаторы напряжения				
				Тип	Класс точности, А/Р	Направление измеряемой энергии	Межповерочный интервал	Тип	Коэффициент трансформации, К тт	Класс точности	Установлены в фазах	Межповерочный интервал	Тип	Коэффициент трансформации, К тн	Класс точности	Установлены в фазах	Межповерочный интервал
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
4	ТУ	ОРУ-110 кВ. Ввод Т-4	110	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	0,5S/1,0	П/О	10 лет	ТОГФ-110.III	600/5	0,2S	А, В, С	8 лет	ЗНОГ-110.III	110/√3/ 0,1/√3	0,2	А, В, С	8 лет
25	ТУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 201. СВ 43	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	200/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
26	ТУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 203. ТДГР-4-10	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
27	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 204. ТП-3677п	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
28	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 205. ТП-2050 "Б"	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
29	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 206. ТП-3318	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
30	ТУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 207. Ввод Т-4	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
31	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 208. ТП-3899п	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
32	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 209. ТП-1351Б	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
33	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 210. РП-49 "Б"	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	4000/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
34	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 211. РП-72п "Б"	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
35	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 212. ТП-2462Б	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
36	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 213. ТП-2978п	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
37	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 214. РП-34 "В"	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
38	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 215. РП-81 "Б"	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
39	КУ	КРУ-10 кВ. Яч. 216. ТП-997	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
40	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 217. РП-25 "Б"	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
41	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 218. ОЛ/Резерв	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	800/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
42	КУ	КРУ-10 кВ. Ячейка 219. ОЛ/Резерв	10	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	10/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата.

Инв. № Подп.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Жукова			15.10.2025
Рук. отдела		Качаев			15.10.2025
Н.контр.		Загоскина			15.10.2025
ГИП		Иванов			15.10.2025

1-ЮЭС-2024-ИОС1.6-ГЧ

Реконструкция ПС 110 кВ Мельникова, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)

Раздел 5. Подраздел 1. Часть 6. АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
П	13.1	2

Перечень точек измерений электрической энергии АИИС КУЭ. 2 пусковой комплекс 3-я очередь

СИБТЭК

Копировал

формат А3

№ ИИК	Тип учета	Наименование ИИК	Напр., кВ	Счетчик				Трансформаторы тока					Трансформаторы напряжения				
				Тип	Класс точности, А/Р	Направление измеряемой энергии	Межповерочный интервал	Тип	Коэффициент трансформации, К тт	Класс точности	Установлены в фазах	Межповерочный интервал	Тип	Коэффициент трансформации, К тн	Класс точности	Установлены в фазах	Межповерочный интервал
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
54	ТУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 401. СВ 43	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	4000/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
55	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 403. ТДГР-3-6	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
56	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 404. Завод "Е"	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
57	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 405. РП-27 "В"	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
58	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 406. ТП-308	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
59	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 407. ТП-3195п	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
60	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 408. ТП-2871д	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
61	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 409. ИТК "Б"	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
62	ТУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 410. В/ч	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	200/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
63	ТУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 411. ТСН-4	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	200/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
64	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 412. Мазутохозяйство	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
65	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 413. ОЛ/Резерв	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
66	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 414. ОЛ/Резерв	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	600/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
67	КУ	КРУ-6 кВ. Ячейка 415. Ввод Т-4	6	СЭТ-4ТМ.03М.01	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	4000/5	0,5S	А, В, С	8 лет	Определяется на этапе РД	6/√3/ 0,1/√3	0,5	А, В, С	8 лет
77	ТУ	ТСН-4 0,4 кВ	0,4	СЭТ-4ТМ.03М.09	0,5S/1,0	П/О	10 лет	Определяется на этапе РД	300/5	0,5S	А, В, С	8 лет	–	–	–	–	–

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата.

Инв. № Подп.

Позиция	Наименование и техническая характеристика оборудования и материалов	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Код оборудования, материала	Поставщик	Единица изме-рения	Количество	Масса единицы оборудо-вания, кг/км	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	1 пусковой комплекс 2-я очередь							
1	Кабель контрольный с медными жилами, экранированный в ПВХ изоляции, пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением, внешний экран в виде фольги, с оболочкой из ПВХ пластиката, диаметр жил – 1,5 мм^2	КВВГЭнг(А)-LS 5х2,5			км	0,100*	398,0	
2	Кабель контрольный с медными жилами, экранированный в ПВХ изоляции, пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением, внешний экран в виде фольги, с оболочкой из ПВХ пластиката, диаметр жил – 1,5 мм^2	КВВГЭнг(А)-LS 5х2,5			км	0,005*	289,0	
	2 пусковой комплекс 2-я очередь							
	1. Шкаф коммутации							
1.1	Щит ЩМП 400х400х200 с монтажной панелью в составе:	R5ST 0442		ДКС	компл.	2	100	Устанавл. в КРУ-10 и КРУ-6 кВ
	– преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet	MOXA NPort 5430I			шт.	1		
	– коммутатор Ethernet	MOXA EDS-305-M-SC			шт.	1		
	– кросс оптический	W502-SC-4MM		АО "ПТ плюс"	шт.	1		
	– источник питания 24В, 60 Вт	MOXA MDR-60-24			шт.	1		
	2. Оборудование, учтенное в опросных листах для ячеек КРУ-10 кВ							
2.1	Многофункциональный счетчик эл. энергии, 0,5S/1,0, 5А, 3 x (57,7-115)/ (100-200)	СЭТ-4ТМ.03М.01			шт.	19		
2.2	Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт.	19		
2.3	Коробка испытательная переходная	КИ-10			шт.	19		
2.4	Автоматический выключатель, 2р, ~230В, 2А, 6кА хар-ка С	ВА25-29			шт.	19		
	3. Оборудование, учтенное в опросных листах для ячеек КРУ-6 кВ							
3.1	Многофункциональный счетчик эл. энергии, 0,5S/1,0, 5А, 3 x (57,7-115)/ (100-200)	СЭТ-4ТМ.03М.01			шт.	11		
3.2	Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт.	11		
3.3	Коробка испытательная переходная	КИ-10			шт.	11		
3.4	Автоматический выключатель, 2р, ~230В, 2А, 6кА хар-ка С	ВА25-29			шт.	11		
	4. Оборудование, учтенное в опросных листах для ЩСН 0,4 кВ							
4.1	Многофункциональный счетчик эл. энергии, 0,5S/1,0, 5А, 3х(120-230)/ (208-400)	СЭТ-4ТМ.03М.09			шт.	1		
4.2	Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт.	1		
4.3	Коробка испытательная переходная	КИ-10			шт.	1		
4.4	Автоматический выключатель, 2р, ~230В, 2А, 6кА хар-ка С	ВА25-29			шт.	1		

* – количество кабеля указано без учета нормы отходов 2%.

Спецификация оборудования, изделий и материалов выполнена на 3 листах

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата.

Инв. № Подп.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Жукова			15.10.2025
Рук. отдела		Качаев			15.10.2025
Н.контр.		Загоскина			15.10.2025
ГИП		Иванов			15.10.2025

1-ЮЭС-2024-ИОС1.6.СО-ГЧ

Реконструкция ПС 110 кВ Мельникова, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)

Раздел 5. Подраздел 1. Часть 6. АИИС КУЭ

Стадия	Лист	Листов
П	1	3

Спецификация оборудования, изделий и материалов

СИБТЭК

Копировал

формат А3

Позиция	Наименование и техническая характеристика оборудования и материалов	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Код оборудования, материала	Поставщик	Единица изме-рения	Количество	Масса единицы оборудо-вания, кг/км	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	5. Комплект ЗИП							
5.1	Многофункциональный счетчик эл. энергии, 0,5S/1,0, 5А, 3х(120-230)/ (208-400)	СЭТ-4ТМ.03М.09			шт.	1		
5.2	Многофункциональный счетчик эл. энергии, 0,5S/1,0, 5А, 3х(57,7-115)/ (100-200)	СЭТ-4ТМ.03М.01			шт.	2		
	6. Оборудование							
6.1	Догрузочный резистор для трансформаторов напряжения 110 кВ	МР3021-Н-100/ √ 3В-(3х20)ВА		ЗИП-НАУЧПРИБОР	шт.	1		Установить на ОРУ-110 кВ в ШЗН ТН-3-110
	7. Кабельная продукция и материалы							
7.1	Кабель контрольный с медными жилами, экранированный в ПВХ изоляции, пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением, внешний экран в виде фольги, с оболочкой из ПВХ пластиката, диаметр жил - 4,0 мм^2	КВВГЭнг(А)-LS 5х6,0			км	0,040*	513,0	
7.2	Кабель контрольный с медными жилами, экранированный в ПВХ изоляции, пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением, внешний экран в виде фольги, с оболочкой из ПВХ пластиката, диаметр жил - 1,5 мм^2	КВВГЭнг(А)-LS 5х2,5			км	0,310*	289,0	
7.3	Кабель медный "витая пара" для групповой прокладки с изоляцией из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением, экранированный, с оплеткой Категории А по нераспространению горения при групповой прокладке, тип прокладки - внутри помещений, 2х2х0,6 ммl	КИПЭВ нг(А)-LS 2х2х0,6			км	0,300*	93,3	
7.4	Кабель волоконно-оптический 62.5/125 (OM1) многомодовый, 2 волокна, плотное буферное покрытие (tight buffer), внутренний/внешний, HFLTx, –40°С – +70°С, черный	MTD HFFR 2х62,5/125			км	0,150*	23,0	
7.5	Кабель силовой с тремя медными жилами 1,5 мм^2, в изоляции и оболочке из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности, с пониженным дымовыделением (кол-во 3 шт.)	ВВГнг(А)-LS 3х1,5			км	0,350*	148,0	
	2 пусковой комплекс 3-я очередь							
	1. Оборудование, учтенное в опросных листах для ячеек КРУ-10 кВ							
1.1	Многофункциональный счетчик эл. энергии, 0,5S/1,0, 5А, 3х(57,7-115)/ (100-200)	СЭТ-4ТМ.03М.01			шт.	18		
1.2	Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт.	18		
1.3	Коробка испытательная переходная	КИ-10			шт.	18		
1.4	Автоматический выключатель, 2р, ~230В, 2А, 6кА хар-ка С	ВА25-29			шт.	18		
	2. Оборудование, учтенное в опросных листах для ячеек КРУ-6 кВ							
2.1	Многофункциональный счетчик эл. энергии, 0,5S/1,0, 5А, 3х(57,7-115)/ (100-200)	СЭТ-4ТМ.03М.01			шт.	14		
2.2	Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт.	14		
2.3	Коробка испытательная переходная	КИ-10			шт.	14		
2.4	Автоматический выключатель, 2р, ~230В, 2А, 6кА хар-ка С	ВА25-29			шт.	14		

* - количество кабеля указано без учета нормы отходов 2%.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата.

Инв. № Подп.

Позиция	Наименование и техническая характеристика оборудования и материалов	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Код оборудования, материала	Поставщик	Единица изме-рения	Количество	Масса единицы оборудо-вания, кг/км	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	3. Оборудование, учтенное в опросных листах для ЩСН 0,4 кВ							
3.1	Многофункциональный счетчик эл. энергии, 0,5S/1,0, 5А, 3х(120–230)/ (208–400)	СЭТ-4ТМ.03М.09			шт.	1		
3.2	Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт.	1		
3.3	Коробка испытательная переходная	КИ-10			шт.	1		
3.4	Автоматический выключатель, 2р, ~230В, 2А, 6кА хар-ка С	ВА25-29			шт.	1		
	4. Комплект ЗИП							
4.1	Многофункциональный счетчик эл. энергии, 0,5S/1,0, 5А, 3х(120–230)/ (208–400)	СЭТ-4ТМ.03М.09			шт.	1		
4.2	Многофункциональный счетчик эл. энергии, 0,5S/1,0, 5А, 3 **х** (57,7–115)/ (100–200)	СЭТ-4ТМ.03М.01			шт.	2		
	5. Оборудование							
5.1	Догрузочный резистор для трансформаторов напряжения 110 кВ	МР3021-Н-100/ √ 3В-(3х20)ВА		ЗИП-НАУЧПРИБОР	шт.	1		Установить на ОРУ-110 кВ в ШЗН ТН-4-110
	6. Кабельная продукция и материалы							
6.1	Кабель контрольный с медными жилами, экранированный в ПВХ изоляции, пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением, внешний экран в виде фольги, с оболочкой из ПВХ пластиката, диаметр жил – 4,0 мм^2	КВВГЭнг(А)-LS 5х6,0			км	0,040*	513,0	
6.2	Кабель контрольный с медными жилами, экранированный в ПВХ изоляции, пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением, внешний экран в виде фольги, с оболочкой из ПВХ пластиката, диаметр жил – 1,5 мм^2	КВВГЭнг(А)-LS 5х2,5			км	0,320*	289,0	
6.3	Кабель медный "витая пара" для групповой прокладки с изоляцией из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности, с низким дымо- и газовыделением, экранированный, с оплеткой Категории А по нераспространению горения при групповой прокладке, тип прокладки – внутри помещений, 2х2х0,6 мм|	КИПЭВ нг(А)-LS 2х2х0,6			км	0,300*	93,3	
6.4	Кабель волоконно-оптический 62.5/125 (OM1) многомодовый, 2 волокна, плотное буферное покрытие (tight buffer), внутренний/внешний, HFLTx, –40°С – +70°С, черный	MTD HFFR 2х62,5/125			км	0,150*	23,0	
6.5	Кабель силовой с тремя медными жилами 1,5 мм^2, в изоляции и оболочке из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности, с пониженным дымовыделением (кол-во 3 шт.)	ВВГнг(А)-LS 3х1,5			км	0,350*	148,0	

* – количество кабеля указано без учета нормы отходов 2%.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата.

Инв. № Подп.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1-ЮЭС-2024-ИОС1.6.СО-ГЧ

Лист 3