

Общество с ограниченной ответственностью



СОЮЗЭНЕРГОПРОЕКТ

Заказчик – ОГУЭП «ОБЛКОММУНЭНЕРГО»

Строительство ПС 35/6 кВ "ГПП-2" с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 5.1. Система электроснабжения

Часть 6. АИИС КУЭ ПС

32110640565/620/2021.ИОС.1.6

2022 г.

Общество с ограниченной ответственностью



СОЮЗЭНЕРГОПРОЕКТ

Заказчик – ОГУЭП «ОБЛКОММУНЭНЕРГО»

Строительство ПС 35/6 кВ "ГПП-2" с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 5.1. Система электроснабжения

Часть 6. АИИС КУЭ ПС

32110640565/620/2021.ИОС.1.6

Генеральный директор

Н.Н. Синюков






ГИП

А.М. Головачев

2022 г

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
3211064.0565/620/2021.ИОС.1.6.С, л.1	Содержание раздела	стр. 2
	<u>Текстовая часть</u>	
3211064.0565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ, л.1-53	Пояснительная записка	стр. 3
	<u>Чертежи</u>	
3211064.0565/620/2021.ИОС.1.6.ГЧ, л.1	Однолинейная схема ПС-35 кВ ГПП-2 с точками учета	стр. 56
3211064.0565/620/2021.ИОС.1.6.ГЧ, л.2	Схема структурная АИИС КЧЭ	стр. 57
3211064.0565/620/2021.ИОС.1.6.ГЧ, л.3-4	Схема подключения внешних проводок	стр. 58
3211064.0565/620/2021.ИОС.1.6.ГЧ, л.5	План подстанции	стр. 60
3211064.0565/620/2021.ИОС.1.6.ГЧ, л.6	Шкаф учета. Общий вид	стр. 61
3211064.0565/620/2021.ИОС.1.6.ГЧ, л.7-8	Чертеж общего вида и пломбировки технических средств	стр. 62
3211064.0565/620/2021.ИОС.1.6.ГЧ.СО, л.1-2	Спецификация оборудования, изделий и материалов	стр. 64
	<u>Приложения</u>	
3211064.0565/620/2021.ИОС.1.6, л.1-23	Приложение А - Метрология	стр. 66

Инв.№ подл.	Подпись и дата		Взам. инв.№												
Инв.№ подл.	Подпись и дата		Взам. инв.№							3211064.0565/620/2021.ИОС.1.6.С					
					Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Содержание раздела			<div> СОЮЗЭНЕРГОПРОЕКТ</div>		
Разраб.	Паксюткин		04.22	стадия			лист			листов					
Провер.	Гончарук		04.22										П		
ГИП	Головачев		04.22												
Н.Контр.	Головачев		04.22												

Введение

Настоящий раздел проектной документации по титулу «Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское» разработан на основании:

- технического задания на разработку проектной и рабочей документации «Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское».

Проект выполнен в соответствии с техническим заданием и на основании результатов обследования объекта.




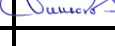
Проект разработан ООО «Союзэнергопроект».

Соответствие проектных решений действующим правилам и нормам безопасности.

Все внешние элементы технических средств АИИС КУЭ, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства должны быть занулены (заземлены) в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 и «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ), 6-е изд., 1998 г., отдельные главы изд. 7 (2001-2002 г.)

Технические средства АИИС КУЭ должны быть установлены таким образом, чтобы обеспечивалась их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.

Все работы по монтажу системы и наладке оборудования должны проводиться персоналом, аттестованным Энергонадзором или другим уполномоченным органом на право проведения соответствующих работ в электроустановках.

Инв.№ подл.	Подпись и дата		Взам. инв.№													
							32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ									
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	АИИС КУЭ									
	Разраб.	Паксюткин			04.22											
	Провер.	Гончарук			04.22											
	ГИП	Головачев			04.22											
	Утв.	Синяков			04.22											
						стадия				лист		листов				
										П		1		53		
										ООО «Союзэнергопроект»						

1 Общие положения

1.1 Наименование проектируемой АИИС КУЭ

Наименование системы – Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПС 35/6 кВ «ГПП-2».

Условное обозначение – АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2».

1.2 Наименование документов, на основании которых ведется проектирование

Настоящий проект выполнен согласно:

– технического задания на разработку проектной и рабочей документации «Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское».

1.3 Цели и назначение АИИС

Основными целями создания АИИС КУЭ являются:

-обеспечение проведения финансовых расчетов между ОГЧЭП «Облкоммунэнерго» и ОАО «ИЭСК»;

-осуществление сбора, обработки и хранения параметров энергопотребления, поступающих от счетчиков коммерческого учета электроэнергии;

-получения баланса электроэнергии по шинам и по подстанции в целом;

-повышения эффективности использования энергоресурсов;

-обеспечение энергосбережения и рационального использования электроэнергии;

-повышение точности и надежности учета электроэнергии и мощности;

-оперативный контроль работы энергетического объекта (повышение надежности работы энергетического объекта).

Проектируемая АИИС КУЭ предназначена для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета электроэнергии, а также контроля распределения и потребления электроэнергии и мощности, с целью получения точной, достоверной, привязанной к единому календарному времени, информации для проведения взаиморасчетов на оптовом рынке электроэнергии и мощности, для оценки, локализации, выявления потерь электроэнергии.

В АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» осуществляется в реальном времени сбор, обработка, хранение, отображение и передача измерительной информации в ИВК ОГЧЭП «Облкоммунэнерго», обеспечивается расчет текущих, интегральных параметров (количества электрической энергии).

АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» обеспечивает:

1) измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии и интегрированной реактивной мощности;

2) периодический и автоматический сбор (по запросу) измеренных данных о приращениях электроэнергии, привязанных к единому времени, с заданной дискретностью;

3) регистрацию параметров электропотребления;

4) хранение данных об измеренных величинах и служебной информации в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа;

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. инв.№	<p>хранение, отображение и передача измерительной информации в ИВК ОГЧЭП «Облкоммуэнергос», обеспечивается расчет текущих, интегральных параметров (количества электрической энергии).</p> <p>АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» обеспечивает:</p> <p>1) измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии и интегрированной реактивной мощности;</p> <p>2) периодический и автоматический сбор (по запросу) измеренных данных о приращениях электроэнергии, привязанных к единому времени, с заданной дискретностью;</p> <p>3) регистрацию параметров электропотребления;</p> <p>4) хранение данных об измеренных величинах и служебной информации в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа;</p>							
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ					Лист
										2

5) защиту измерительных цепей и приборов учета, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на аппаратном и программном уровне;

6) получение заинтересованными организациями достоверной, соответствующей действующим нормативным документам, информации о потреблении электрической энергии и мощности;

7) предоставление санкционированного доступа к коммерческой и служебной информации на уровне ИВК;

8) диагностику, мониторинг и сбор статистики ошибок функционирования технических средств АИИС;

9) конфигурирование и настройку параметров АИИС;

10) решение технических, технико-экономических и статистических задач управления потреблением электрической энергии и мощности.

1.4 Перечень используемых нормативно-технических документов

При разработке проекта использовались следующие документы:

-ГОСТ 2.001-2013 ЕСКД. Общие положения;
 -ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам;
 -ГОСТ 2.106-96 ЕСКД. Текстовые документы;
 -ГОСТ 24.302-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению схем;

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

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

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

-ГОСТ Р 50922-2006 Защита информации. Основные термины и определения;

-ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методика выполнения измерений;

-ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;

-ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия;

-ГОСТ Р 21.1101-2013. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.

-ГОСТ Р 8.563-2009. Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.

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

-РД 34.11.333-97 Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии;

-РД 34.11.114-98 Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования;

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

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. инв.№
Изм.	Лист	№ докум.
Подп.	Дата	

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

3

-РД 34.20.116-93 Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех;

-РД 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования;

-РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов; РД 153-34.03.150-2003 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;

-РД 153-34.0-11.209-99 Рекомендации РАО «ЕЭС России» «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности»;

-Закон РФ об обеспечении единства измерений;

-Приложение №11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (мощности) субъекта ОРЭМ. Технические требования»;

-Приложение №11.5 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка «Требования к проведению испытаний для определения соответствия автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета техническим требованиям оптового рынка электрической энергии (мощности) и присвоение коэффициентов класса качества»;

-Правила устройства электроустановок (ПУЭ);

-Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ.

1.5 Очередность создания системы и объем каждой очереди

Создание АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» осуществляется в одну очередь.

2 Описание процесса деятельности

2.1 Комплекс программно-технических средств

Проектируемая АИИС КУЭ представляет собой комплекс программно-технических средств, состоящий из:

- 1) первичных преобразователей – трансформаторов тока и напряжения;
- 2) первичных средств учета – счетчиков электроэнергии;
- 3) устройства сбора и передачи данных (УСПД);
- 4) каналов связи УСПД с первичными средствами учета;
- 5) каналов связи УСПД с существующим ИВК ОГУЭП «Облкоммунэнерго», предназначенным для опроса УСПД, хранения коммерческой информации по учету электроэнергии;
- 6) средств программного обеспечения счетчиков, УСПД.

В проектируемой системе автоматически поддерживается единое время во всех компонентах.

Счетчики и УСПД, работающие в ее составе, имеют энергонезависимые часы с синхронизацией.

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

4

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

2.2 Уровни АИИС КУЭ

В составе АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» работают следующие уровни:

1. Измерительные комплексы (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики).

Уровень служит для измерения параметров электрической энергии в точках учета измерений и событий о состоянии средств измерений.

2. Измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающей в себя УСПД, установлен на подстанции.

На этом уровне консолидируются данные в пределах подстанции, выполняются функции системы обеспечения единого времени (СОЕВ), сохраняются данные измерений не менее, чем за 35 суток.

3. Существующий ИВК ОГУЭП «Облкоммунэнерго».

2.3 Перечень точек измерения

Перечень точек измерения представлен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Перечень точек измерения

№ Т.И.	Наименование присоединения (точка измерения)	Примечания
1.	Ввод 1Т 35кВ	
2.	Ввод 2Т 35кВ	
3.	В35 СР	
4.	КРУ 6 кВ. Яч. №647. Ф.647 резерв	
5.	КРУ 6 кВ. Яч. №645. Ф.645 резерв	
6.	КРУ 6 кВ. Яч. №643. Ф.643 резерв	
7.	КРУ 6 кВ. Яч. №641. Ф.641 резерв	
8.	КРУ 6 кВ. Яч. №639. В 6 Т-1	
9.	КРУ 6 кВ. Яч. №637. Ф.637 ТП281 яч.1	
10.	КРУ 6 кВ. Яч. №635. Ф.635 резерв	
11.	КРУ 6 кВ. Яч. №633. Ф.633 ТП19 яч2	
12.	КРУ 6 кВ. Яч. №631. Ф.631 ТП99 яч3	
13.	КРУ 6 кВ. Яч. №629. Ф.629 ТП1 яч5	
14.	КРУ 6 кВ. Яч. №627. В 6 ДГК-1	
15.	КРУ 6 кВ. Яч. №625. В 6 УКРМ-1	
16.	КРУ 6 кВ. Яч. №623. Ф.623 резерв	
17.	КРУ 6 кВ. Яч. №619. Ф.619 РП1 яч17	
18.	КРУ 6 кВ. Яч. №617. Ф.617 ТП20 яч.2	
19.	КРУ 6 кВ. Яч. №615. Ф.615 ТП287 яч.1	
20.	КРУ 6 кВ. Яч. №613. Ф.613 РП2 яч9	
21.	КРУ 6 кВ. Яч. №611. Ф.611 ТП21 яч4	
22.	КРУ 6 кВ. Яч. №609. Ф.609 ТП86 яч.3	
23.	КРУ 6 кВ. Яч. №607. Ф.607 РП3 яч13	
24.	КРУ 6 кВ. Яч. №605. Ф.605 ТП144 яч.4	
25.	КРУ 6 кВ. Яч. №603. Ф.603 ТП79 яч7	
26.	ТСН-10кВ 1 с.ш.	
27.	КРУ 6 кВ. Яч. №602. СВ-6	
28.	КРУ 6 кВ. Яч. №604. В 6 ДГК-2	
29.	КРУ 6 кВ. Яч. №606. В 6 УКРМ-2	

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

5

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

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

30.	КРУ 6 кВ. Яч. №608. В 6 Т-2	
31.	КРУ 6 кВ. Яч. №612. Ф.612 ТП17 яч3, ТП28 яч.2	
32.	КРУ 6 кВ. Яч. №614. Ф.614 РП1 яч14	
33.	КРУ 6 кВ. Яч. №616. Ф.616 РП3 яч6	
34.	КРУ 6 кВ. Яч. №618. Ф.618 Тп22 яч2	
35.	КРУ 6 кВ. Яч. №620. Ф.620 ТП153 яч3/6	
36.	КРУ 6 кВ. Яч. №622. Ф.622 ТП139 яч1	
37.	КРУ 6 кВ. Яч. №624. Ф.624 ТП1 Курзавод яч.1	
38.	КРУ 6 кВ. Яч. №626. Ф.626 ТП28 яч3	
39.	КРУ 6 кВ. Яч. №628. Ф.628 ТП18 яч3	
40.	КРУ 6 кВ. Яч. №630. Ф.630 РП1, яч.4	
41.	КРУ 6 кВ. Яч. №632. Ф.632 резерв	
42.	КРУ 6 кВ. Яч. №634. Ф.634 ТП99 яч.1	
43.	КРУ 6 кВ. Яч. №636. Ф.636 ТП79 яч.8	
44.	КРУ 6 кВ. Яч. №638. Ф.638 ТП36 яч.2, ТП321 яч.1	
45.	КРУ 6 кВ. Яч. №640. Ф.640 ТП162 яч.2	
46.	КРУ 6 кВ. Яч. №642. Ф.642 ТП144 яч.7	
47.	КРУ 6 кВ. Яч. №644. Ф.644 резерв	
48.	КРУ 6 кВ. Яч. №646. Ф.646 резерв	
49.	КРУ 6 кВ. Яч. №648. Ф.648 резерв	
50.	ТСН-10кВ 2 с.ш.	

2.4 Технические и программные средства

В проектируемой системе применяются технические и программные средства производства АО Группа Компаний «Системы и Технологии» и АО «ННПО им. М.В. Фрунзе», которые имеют соответствующие сертификаты соответствия к использованию в составе АИИС КУЭ и отвечают требованиям нормативных документов, предъявляемых к организации коммерческого учета.

АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» будет выполнена на базе УСПД СИКОН С70 с применением многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08.

Единое время в системе учета обеспечивается посредством получения сигналов точного времени от отдельного устройства синхронизации времени УСВ-2. Все операции синхронизации протоколируются в архивах УСПД и доступны для просмотра администратору системы.

В функции ИВКЭ, имеющем в своем составе УСПД СИКОН С70, входит сбор данных о потреблении электрической энергии (мощности), их хранение и предоставление по запросу на вышестоящий уровень.

УСПД и счетчики ОРУ 35 кВ устанавливаются в ОПУ, в напольном шкафу АИИС КУЭ.

Счетчики 6 кВ устанавливаются в релейных шкафах соответствующих ячеек.

2.5 Функционирование АИИС КУЭ

Функционирование АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» осуществляется следующим образом:

1. Счетчики производят измерения и вычисления выработанной/потребленной активной и реактивной энергии. Интервал времени усреднения для коммерческого учета установлен равным 30 минут.

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Счетчики автоматически записывают в память измеренные величины. Глубина хранения записанной информации составляет не менее 35 суток. Счетчики отображают на встроенном дисплее основную и вспомогательную информацию. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе, их последовательность определяются при программировании счетчика.

Вычисление величин выработки/потребления электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения.

2. Передача информации со счетчиков на УСПД осуществляется по запросу ИВКЭ посредством интерфейса RS-485 в цифровом виде.

3. Данные о потреблении электроэнергии от СИКОН С70 по резервированным каналам связи (GSM/GPRS-канал) поступают на существующий ИВК ОГЧЭП «Облкоммунэнерго».

4. Поддержание единого системного времени осуществляется посредством устройства синхронизации времени, встроенного в модуль центрального процессора УСПД.

3 Основные технические требования

3.1 Структура системы и способы связи для информационного обмена

АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» является многоуровневой системой с иерархической распределенной обработкой информации.

Система состоит из следующих компонент:

- первая компонента осуществляет проведение измерений в каждом из 43-х информационно-измерительных комплексов точек измерений (ИИК);

- вторая компонента – ИВКЭ – производит опрос и консолидирует данные по всем 50 ИИК точек измерений в пределах подстанции, архивирует данные измерений не менее, чем за 35 суток;

- третья компонента – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) – представляет собой существующий ИВК ОГЧЭП «Облкоммунэнерго»;

- четвертая компонента – система обеспечения единого времени (СОЕВ), обеспечивающая единое время посредством получения сигналов точного времени GPS-приемниками и коррекции времени УСПД при отклонении более, чем на 1 с.

В состав ИИК входят счетчики электрической энергии, измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи. ИИК обеспечивает: автоматическое проведение измерений в точке измерений, формирование архивов измерений и событий о состоянии средств измерений. Сбор первичной учетной информации осуществляется со счетчиков электроэнергии, установленных в ячейках КРУ 6 кВ, а также с 3-х счетчиков (Т-1 35 кВ, Т-2 35 кВ, В 35 кВ СР) в шкафу АИИСКУЭ

Сбор информации от счетчиков электрической энергии до ИВКЭ осуществляется по цифровым интерфейсам RS-485.

В состав ИВКЭ входят устройство сбора и передачи данных контроллер СИКОН С70 и технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

ИВКЭ обеспечивает:

- автоматический циклический сбор результатов измерений;

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

7

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

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

- возможность масштабирования долей именованных физических величин, в т.ч. величин электроэнергии;
- сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, обслуживаемых ИВКЭ;
- ведение журнала событий;
- предоставление доступа ИВК к результатам измерений;
- предоставление доступа ИВК к данным о состоянии средств измерений;
- конфигурирование и параметрирование программного обеспечения;
- хранение результатов измерений;
- хранение данных о состоянии средств измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- автоматическую синхронизацию подключенных к ИВКЭ ИИК.

Для передачи информации с УСПД на ИВК ОГЧЭП «Облкоммунэнерго» будут организованы два цифровых канала связи, взаиморезервируемые друг с другом, проходящие по разнесенным трассам и обеспечивающие выполнение всех требований по надежности, достоверности и времени передачи информации.

Требования к каналам связи: скорость передачи – не менее 9,6 Кбит/с, коэффициент готовности по каждому направлению передачи – не ниже 99,5 %, время восстановления – не более 5 (пяти) минут, протокол обмена – TCP/IP.

В качестве основного канала связи используется сеть сотовых операторов связи в режиме пакетной передачи данных (GPRS) внутри специально выделенной подсети. В качестве резервного канала связи используется сотовый канал связи стандарта GSM-900. Передача данных по основному и резервному каналу осуществляется с помощью GSM/GPRS модема, встроенного в модуль центрального процессора (основной и резервный).

Электроснабжение оборудования АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» осуществляется от щита собственных нужд ~220 В от разных секций. В шкафу АИИСКУЭ (учета) предусмотрен модуль АВР и источник бесперебойного питания для обеспечения работоспособности при отсутствии питания от ЩСН.

Источники бесперебойного питания подключаются к шинкам гарантированного питания шкафа СН и обеспечивают продолжительность автономной работы не менее 2-х часов.

3.2 Решения по взаимосвязи с АИИС КУЭ ОГЧЭП «Облкоммунэнерго»

Проект на создание АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с применением УСПД СИКОН С70 проектируемой ПС 35/6 кВ «ГПП-2» интегрируется в существующую АИИС КУЭ ОГЧЭП «Облкоммунэнерго».

3.3 Режим функционирования, диагностирование работы системы

Условия работы и режим эксплуатации оборудования должны обеспечивать использование технических средств системы с заданными техническими показателями, в т. ч. определяющими виды и периодичность обслуживания или допустимость работы без обслуживания.

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Условия и порядок эксплуатации технических средств АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» соответствуют требованиям по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению в соответствии с документацией на них.

Технические средства АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» по удобству технического обслуживания, эксплуатации и ремонта удовлетворяют требованиям ГОСТ 12.2.049-80. В АИИС обеспечена взаимозаменяемость сменных однотипных элементов. Программные средства контроля состояния технических средств обеспечивают контроль, диагностику и тестирование для обнаружения неисправностей в технических средствах в автономном режиме и в процессе функционирования комплекса средств автоматизации (без нарушения их работоспособности) с возможностью отображения состояния технических средств.

Для достижения установленных целей проектируемая АИИС реализует функции:

- выполнения измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии в точках измерения, указанных в таблице 3.1;
- автоматического сбора с уровня ИИК на уровень ИВКЭ (периодического (один раз в 30 минут) и/или по запросу) измеренных данных о приращениях активной и реактивной электроэнергии, привязанных к единому календарному времени, данных о состоянии средств измерений;
- автоматического сбора с уровня ИВКЭ на уровень ИВК (периодически (один раз в сутки) и/или по запросу) измеренных данных о приращениях активной и реактивной электроэнергии, привязанных к единому календарному времени, данных о состоянии средств измерений;
- хранения данных об измеренных величинах в базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа;
- диагностики и мониторинга функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирования и настройки параметров АИИС КУЭ;
- ведения единого времени в АИИС КУЭ (коррекции времени);
- обеспечения защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (пломбирования, установки паролей и т.п.).

3.4 Потребительские характеристики системы

Структура проектируемой АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» приспособлена к дальнейшей модернизации и развитию, а именно:

- предусмотрена возможность добавления в систему новых точек учета;
- предусмотрено увеличение количества автоматизированных рабочих мест – пользователей;
- наращивание аппаратных и программных средств обеспечивается без вывода системы из постоянной эксплуатации.

Представляемые к обработке данные приводятся в удобном для прочтения виде, возможна реализация представления данных в виде графических форм и отчетов.

3.5 Комплекс технических средств, его размещение на объекте

3.5.1 Уровень ИИК

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. инв.№							
								Лист	
								9	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ				

<p>структура проектируемой АИИС КЭС ТЭС 5576 кв «ТТТТ-2» приспособлены к дальнейшей модернизации и развитию, а именно:</p> <ul style="list-style-type: none">-предусмотрена возможность добавления в систему новых точек учета;-предусмотрено увеличение количества автоматизированных рабочих мест – пользователей;-наращивание аппаратных и программных средств обеспечивается без вывода системы из постоянной эксплуатации. <p>Представляемые к обработке данные приводятся в удобном для прочтения виде, возможна реализация представления данных в виде графических форм и отчетов.</p> <p>3.5 Комплекс технических средств, его размещение на объекте</p> <p>3.5.1 Уровень ИИК</p>					
--	--	--	--	--	--

3.5.1.1 Измерительные трансформаторы

Перечень измерительных трансформаторов, установленных в точках измерения приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень измерительных трансформаторов.

№	Наименование присоединения (точка измерения)	Тип ТТ	Класс точности ТТ	Тип ТН	Класс точ- ности ТН
1	2	3	4	5	6
1.	Ввод 1Т 35кВ	ТОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1	0,5S	НАМИ-35	0,5
2.	Ввод 2Т 35кВ	ТОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1	0,5S	НАМИ-35	0,5
3.	В35 СР	ТОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1	0,5S	НАМИ-35	0,5
4.	КРУ 6 кВ. Яч. №647. Ф.647 резерв	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
5.	КРУ 6 кВ. Яч. №645. Ф.645 резерв	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
6.	КРУ 6 кВ. Яч. №643. Ф.643 резерв	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
7.	КРУ 6 кВ. Яч. №641. Ф.641 резерв	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
8.	КРУ 6 кВ. Яч. №639. В 6 Т-1	ТОЛ-10-М-4	0,5S	НАЛИ-6	0,5
9.	КРУ 6 кВ. Яч. №637. Ф.637 ТП281 яч.1	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
10.	КРУ 6 кВ. Яч. №635. Ф.635 резерв	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
11.	КРУ 6 кВ. Яч. №633. Ф.633 ТП19 яч2	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
12.	КРУ 6 кВ. Яч. №631. Ф.631 ТП99 яч3	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
13.	КРУ 6 кВ. Яч. №629. Ф.629 ТП1 яч5	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
14.	КРУ 6 кВ. Яч. №627. В 6 ДГК-1	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
15.	КРУ 6 кВ. Яч. №625. В 6 УКРМ-1	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
16.	КРУ 6 кВ. Яч. №623. Ф.623 резерв	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
17.	КРУ 6 кВ. Яч. №619. Ф.619 РП1 яч17	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
18.	КРУ 6 кВ. Яч. №617. Ф.617 ТП20 яч.2	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
19.	КРУ 6 кВ. Яч. №615. Ф.615 ТП287 яч.1	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
20.	КРУ 6 кВ. Яч. №613. Ф.613 РП2 яч9	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
21.	КРУ 6 кВ. Яч. №611. Ф.611 ТП21 яч4	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
22.	КРУ 6 кВ. Яч. №609. Ф.609 ТП86 яч.3	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
23.	КРУ 6 кВ. Яч. №607. Ф.607 РП3 яч13	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
24.	КРУ 6 кВ. Яч. №605. Ф.605 ТП144 яч.4	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
25.	КРУ 6 кВ. Яч. №603. Ф.603 ТП79 яч7	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
26.	ТСН-10кВ 1 с.ш.	ТШП-0,66	0,5S	НАЛИ-6	0,5
27.	КРУ 6 кВ. Яч. №602. СВ-6	ТОЛ-10-М-4	0,5S	НАЛИ-6	0,5

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

10

Инв.№ подл. Инв.№

Подпись и дата

Взам. инв.№

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

№	Наименование присоединения (точка измерения)	Тип ТТ	Класс точности ТТ	Тип ТН	Класс точ- ности ТН
1	2	3	4	5	6
28.	КРУ 6 кВ. Яч. №604. В 6 ДГК-2	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
29.	КРУ 6 кВ. Яч. №606. В 6 УКРМ-2	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
30.	КРУ 6 кВ. Яч. №608. В 6 Т-2	ТОЛ-10-М-4	0,5S	НАЛИ-6	0,5
31.	КРУ 6 кВ. Яч. №612. Ф.612 ТП17 яч3, ТП28 яч.2	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
32.	КРУ 6 кВ. Яч. №614. Ф.614 РП1 яч14	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
33.	КРУ 6 кВ. Яч. №616. Ф.616 РП3 яч6	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
34.	КРУ 6 кВ. Яч. №618. Ф.618 Тп22 яч2	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
35.	КРУ 6 кВ. Яч. №620. Ф.620 ТП153 яч3/6	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
36.	КРУ 6 кВ. Яч. №622. Ф.622 ТП139 яч1	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
37.	КРУ 6 кВ. Яч. №624. Ф.624 ТП1 Кирзавод яч.1	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
38.	КРУ 6 кВ. Яч. №626. Ф.626 ТП28 яч3	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
39.	КРУ 6 кВ. Яч. №628. Ф.628 ТП18 яч3	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
40.	КРУ 6 кВ. Яч. №630. Ф.630 РП1, яч.4	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
41.	КРУ 6 кВ. Яч. №632. Ф.632 резерв	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
42.	КРУ 6 кВ. Яч. №634. Ф.634 ТП99 яч.1	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
43.	КРУ 6 кВ. Яч. №636. Ф.636 ТП79 яч.8	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
44.	КРУ 6 кВ. Яч. №638. Ф.638 ТП36 яч.2, ТП321 яч.1	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
45.	КРУ 6 кВ. Яч. №640. Ф.640 ТП162 яч.2	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
46.	КРУ 6 кВ. Яч. №642. Ф.642 ТП144 яч.7	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
47.	КРУ 6 кВ. Яч. №644. Ф.644 резерв	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
48.	КРУ 6 кВ. Яч. №646. Ф.646 резерв	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
49.	КРУ 6 кВ. Яч. №648. Ф.648 резерв	ТОЛ-10	0,5S	НАЛИ-6	0,5
50.	ТСН-10кВ 2 с.ш.	ТШП-0,66	0,5S	НАЛИ-6	0,5

3.5.1.2 Счетчики электроэнергии

Перечень счетчиков, установленных в точках измерения, приведен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Перечень счетчиков электрической энергии

№	Наименование присоединения (точка измерения)	Тип счетчика	Класс точности Активная/реактивная энергия
1	2	3	4
1.	Ввод 1Т 35кВ	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
2.	Ввод 2Т 35кВ	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

11

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл.

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

№	Наименование присоединения (точка измерения)	Тип счетчика	Класс точности Активная/реактивная энергия
1	2	3	4
3.	ВЗ5 СР	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
4.	КРУ 6 кВ. Яч. №647. Ф.647 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
5.	КРУ 6 кВ. Яч. №645. Ф.645 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
6.	КРУ 6 кВ. Яч. №643. Ф.643 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
7.	КРУ 6 кВ. Яч. №641. Ф.641 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
8.	КРУ 6 кВ. Яч. №639. В 6 Т-1	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
9.	КРУ 6 кВ. Яч. №637. Ф.637 ТП281 яч.1	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
10.	КРУ 6 кВ. Яч. №635. Ф.635 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
11.	КРУ 6 кВ. Яч. №633. Ф.633 ТП19 яч.2	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
12.	КРУ 6 кВ. Яч. №631. Ф.631 ТП99 яч.3	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
13.	КРУ 6 кВ. Яч. №629. Ф.629 ТП1 яч.5	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
14.	КРУ 6 кВ. Яч. №627. В 6 ДГК-1	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
15.	КРУ 6 кВ. Яч. №625. В 6 УКРМ-1	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
16.	КРУ 6 кВ. Яч. №623. Ф.623 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
17.	КРУ 6 кВ. Яч. №619. Ф.619 РП1 яч.17	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
18.	КРУ 6 кВ. Яч. №617. Ф.617 ТП20 яч.2	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
19.	КРУ 6 кВ. Яч. №615. Ф.615 ТП287 яч.1	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
20.	КРУ 6 кВ. Яч. №613. Ф.613 РП2 яч.9	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
21.	КРУ 6 кВ. Яч. №611. Ф.611 ТП21 яч.4	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
22.	КРУ 6 кВ. Яч. №609. Ф.609 ТП86 яч.3	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
23.	КРУ 6 кВ. Яч. №607. Ф.607 РП3 яч.13	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
24.	КРУ 6 кВ. Яч. №605. Ф.605 ТП144 яч.4	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
25.	КРУ 6 кВ. Яч. №603. Ф.603 ТП79 яч.7	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
26.	ТСН-10кВ 1 с.ш.	СЭТ-4ТМ.03М.08	0,2S/0,5
27.	КРУ 6 кВ. Яч. №602. СВ-6	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
28.	КРУ 6 кВ. Яч. №604. В 6 ДГК-2	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
29.	КРУ 6 кВ. Яч. №606. В 6 УКРМ-2	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
30.	КРУ 6 кВ. Яч. №608. В 6 Т-2	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
31.	КРУ 6 кВ. Яч. №612. Ф.612 ТП17 яч.3, ТП28 яч.2	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
32.	КРУ 6 кВ. Яч. №614. Ф.614 РП1 яч.14	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
33.	КРУ 6 кВ. Яч. №616. Ф.616 РП3 яч.6	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
34.	КРУ 6 кВ. Яч. №618. Ф.618 Тп22 яч.2	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
35.	КРУ 6 кВ. Яч. №620. Ф.620 ТП153 яч.3/6	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
36.	КРУ 6 кВ. Яч. №622. Ф.622 ТП139 яч.1	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
37.	КРУ 6 кВ. Яч. №624. Ф.624 ТП1 Курза- вод яч.1	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
38.	КРУ 6 кВ. Яч. №626. Ф.626 ТП28 яч.3	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
39.	КРУ 6 кВ. Яч. №628. Ф.628 ТП18 яч.3	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
40.	КРУ 6 кВ. Яч. №630. Ф.630 РП1, яч.4	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
41.	КРУ 6 кВ. Яч. №632. Ф.632 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
42.	КРУ 6 кВ. Яч. №634. Ф.634 ТП99 яч.1	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
43.	КРУ 6 кВ. Яч. №636. Ф.636 ТП79 яч.8	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
44.	КРУ 6 кВ. Яч. №638. Ф.638 ТП36 яч.2, ТП321 яч.1	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
45.	КРУ 6 кВ. Яч. №640. Ф.640 ТП162 яч.2	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

12

Инв.№ подл.

Подпись и дата

Взам. инв.№

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

№	Наименование присоединения (точка измерения)	Тип счетчика	Класс точности Активная/реактивная энергия
1	2	3	4
46.	КРУ 6 кВ. Яч. №642. Ф.642 ТП144 яч.7	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
47.	КРУ 6 кВ. Яч. №644. Ф.644 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
48.	КРУ 6 кВ. Яч. №646. Ф.646 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
49.	КРУ 6 кВ. Яч. №648. Ф.648 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	0,2S/0,5
50.	ТСН-10кВ 2 с.ш.	СЭТ-4ТМ.03М.08	0,2S/0,5

Данные по размещению измерительных трансформаторов и счетчиков приведены в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Места установки измерительных трансформаторов и счетчиков.

№	Наименование присоединения (точка измерения)	Место установки ТТ	Место установки ТН	Место установки счетчика
1	2	3	4	5
1.	Ввод 1Т 35кВ	ОРУ-35кВ	ОРУ-35кВ	Шкаф учета (ОПУ)
2.	Ввод 2Т 35кВ	ОРУ-35кВ	ОРУ-35кВ	Шкаф учета (ОПУ)
3.	ВЗС СР	ОРУ-35кВ	ОРУ-35кВ	Шкаф учета (ОПУ)
4.	КРУ 6 кВ. Яч. №647. Ф.647 ре- зерв	КРУ 6кВ, яч. 647	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 647
5.	КРУ 6 кВ. Яч. №645. Ф.645 ре- зерв	КРУ 6кВ, яч. 645	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 645
6.	КРУ 6 кВ. Яч. №643. Ф.643 ре- зерв	КРУ 6кВ, яч. 643	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 643
7.	КРУ 6 кВ. Яч. №641. Ф.641 ре- зерв	КРУ 6кВ, яч. 641	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 641
8.	КРУ 6 кВ. Яч. №639. В 6 Т-1	КРУ 6кВ, яч. 639	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 639
9.	КРУ 6 кВ. Яч. №637. Ф.637 ТП281 яч.1	КРУ 6кВ, яч. 637	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 637
10.	КРУ 6 кВ. Яч. №635. Ф.635 ре- зерв	КРУ 6кВ, яч. 635	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 635
11.	КРУ 6 кВ. Яч. №633. Ф.633 ТП19 яч.2	КРУ 6кВ, яч. 633	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 633
12.	КРУ 6 кВ. Яч. №631. Ф.631 ТП99 яч.3	КРУ 6кВ, яч. 631	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 631
13.	КРУ 6 кВ. Яч. №629. Ф.629 ТП1 яч.5	КРУ 6кВ, яч. 629	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 629
14.	КРУ 6 кВ. Яч. №627. В 6 ДГК-1	КРУ 6кВ, яч. 627	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 627
15.	КРУ 6 кВ. Яч. №625. В 6 УКРМ-1	КРУ 6кВ, яч. 625	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 625
16.	КРУ 6 кВ. Яч. №623. Ф.623 ре- зерв	КРУ 6кВ, яч. 623	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 623
17.	КРУ 6 кВ. Яч. №619. Ф.619 РП1 яч.17	КРУ 6кВ, яч. 619	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 619
18.	КРУ 6 кВ. Яч. №617. Ф.617 ТП20 яч.2	КРУ 6кВ, яч. 617	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 617
19.	КРУ 6 кВ. Яч. №615. Ф.615 ТП287 яч.1	КРУ 6кВ, яч. 615	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 615
20.	КРУ 6 кВ. Яч. №613. Ф.613 РП2 яч.9	КРУ 6кВ, яч. 613	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 613

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

13

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

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

№	Наименование присоединения (точка измерения)	Место установки ТТ	Место установки ТН	Место установки счетчика
1	2	3	4	5
21.	КРУ 6 кВ. Яч. №611. Ф.611 ТП21 яч4	КРУ 6кВ, яч. 611	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 611
22.	КРУ 6 кВ. Яч. №609. Ф.609 ТП86 яч.3	КРУ 6кВ, яч. 609	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 609
23.	КРУ 6 кВ. Яч. №607. Ф.607 РПЗ яч13	КРУ 6кВ, яч. 607	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 607
24.	КРУ 6 кВ. Яч. №605. Ф.605 ТП144 яч.4	КРУ 6кВ, яч. 605	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 605
25.	КРУ 6 кВ. Яч. №603. Ф.603 ТП79 яч7	КРУ 6кВ, яч. 603	КРУ 6кВ, яч. 621	КРУ 6кВ, яч. 603
26.	ТСН-10кВ 1 с.ш.	ОРУ-35кВ	-	Шкаф ТСН-1 (ОРУ)
27.	КРУ 6 кВ. Яч. №602. СВ-6	КРУ 6кВ, яч. 602	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 602
28.	КРУ 6 кВ. Яч. №604. В 6 ДГК-2	КРУ 6кВ, яч. 604	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 604
29.	КРУ 6 кВ. Яч. №606. В 6 УКРМ- 2	КРУ 6кВ, яч. 606	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 606
30.	КРУ 6 кВ. Яч. №608. В 6 Т-2	КРУ 6кВ, яч. 608	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 608
31.	КРУ 6 кВ. Яч. №612. Ф.612 ТП17 яч3, ТП28 яч.2	КРУ 6кВ, яч. 612	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 612
32.	КРУ 6 кВ. Яч. №614. Ф.614 РП1 яч14	КРУ 6кВ, яч. 614	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 614
33.	КРУ 6 кВ. Яч. №616. Ф.616 РПЗ яч6	КРУ 6кВ, яч. 616	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 616
34.	КРУ 6 кВ. Яч. №618. Ф.618 Тп22 яч2	КРУ 6кВ, яч. 618	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 618
35.	КРУ 6 кВ. Яч. №620. Ф.620 ТП153 яч3/6	КРУ 6кВ, яч. 620	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 620
36.	КРУ 6 кВ. Яч. №622. Ф.622 ТП139 яч1	КРУ 6кВ, яч. 622	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 622
37.	КРУ 6 кВ. Яч. №624. Ф.624 ТП1 Курзавод яч.1	КРУ 6кВ, яч. 624	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 624
38.	КРУ 6 кВ. Яч. №626. Ф.626 ТП28 яч3	КРУ 6кВ, яч. 626	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 626
39.	КРУ 6 кВ. Яч. №628. Ф.628 ТП18 яч3	КРУ 6кВ, яч. 622	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 622
40.	КРУ 6 кВ. Яч. №630. Ф.630 РП1, яч.4	КРУ 6кВ, яч. 628	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 628
41.	КРУ 6 кВ. Яч. №632. Ф.632 ре- зерв	КРУ 6кВ, яч. 632	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 632
42.	КРУ 6 кВ. Яч. №634. Ф.634 ТП99 яч.1	КРУ 6кВ, яч. 634	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 634
43.	КРУ 6 кВ. Яч. №636. Ф.636 ТП79 яч.8	КРУ 6кВ, яч. 636	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 636
44.	КРУ 6 кВ. Яч. №638. Ф.638 ТП36 яч.2, ТП321 яч.1	КРУ 6кВ, яч. 638	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 638
45.	КРУ 6 кВ. Яч. №640. Ф.640 ТП162 яч.2	КРУ 6кВ, яч. 640	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 640
46.	КРУ 6 кВ. Яч. №642. Ф.642 ТП144 яч.7	КРУ 6кВ, яч. 642	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 642
47.	КРУ 6 кВ. Яч. №644. Ф.644 ре-	КРУ 6кВ, яч. 644	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 644

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

14

Инв.№ подл.

Подпись и дата

Взам. инв.№

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

№	Наименование присоединения (точка измерения)	Место установки ТТ	Место установки ТН	Место установки счетчика
1	2	3	4	5
	зерв			
48.	КРУ 6 кВ. Яч. №646. Ф.646 ре- зерв	КРУ 6кВ, яч. 646	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 646
49.	КРУ 6 кВ. Яч. №648. Ф.648 ре- зерв	КРУ 6кВ, яч. 648	КРУ 6кВ, яч. 610	КРУ 6кВ, яч. 648
50.	ТСН-10кВ 2 с.ш.	ОРУ-35кВ	-	Шкаф ТСН-2 (ОРУ)

Во всех точках измерения ПС 35/6 кВ «ГПП-2» устанавливаются многофункциональные счетчики СЭТ-4ТМ, измеряющие активную, реактивную электроэнергию и мощность. Счетчики программируются на 30-минутный график нагрузки.

Все счетчики комплектуются энергонезависимой памятью для хранения графика нагрузки. Счетчики снабжены ЖКИ индикатором для визуального контроля информации и имеют оптопорт для снятия данных автономным способом.

Каждый счетчик снабжается 2-мя цифровыми интерфейсами RS-485. Скорость передачи данных составляет не менее 9600 бит/сек.

Счетчики снабжены функцией резервного питания для обеспечения работы счетчиков при исчезновении напряжения в измерительных цепях. Резервное питание счетчиков осуществляется напряжением 120-276В постоянного тока и переменного тока.

Применяемые счетчики электроэнергии удовлетворяют требованиям ТЗ к счетчикам. Подробные технические характеристики приведены в паспорте и руководстве по эксплуатации на счетчик СЭТ-4ТМ, поставляемым в комплекте со счетчиком.

Счетчики устанавливаются в ячейках КРУ 6 кВ. Рядом с каждым счетчиком монтируется испытательная колодка типа КИП-Л-IP20-КЭАЗ с возможностью пломбирования.

Все счетчики устанавливаются в отапливаемых помещениях, исключающих снижение температуры ниже 0°C, а также образования росы.

3.5.2 Уровень ИВКЭ

Применяемое УСПД уровня ИВКЭ удовлетворяет основным требованиям Приложения 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования» к промконтроллерам, ИВКЭ. Подробно технические характеристики приведены в документации на УСПД типа СИКОН С70, поставляемой в комплекте с самим изделием.

Устанавливаемое в здании ОПУ на ПС 35/6 кВ «ГПП-2» УСПД СИКОН С70 предназначено для измерений и многотарифного учета электрической энергии, мощности, а также сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации на верхний уровень АИИС.

Применяемое УСПД в комплексе с программным обеспечением метрологически аттестовано для применения в коммерческих расчетах, имеет соответствующий сертификат Госстандарта РФ и включено в Госреестр средств измерений РФ, а также имеет разрешение к применению на территории РФ.

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

УСПД опрашивает счетчики в 30-минутном цикле и обеспечивает концентрацию данных, полученных от каждого измерительного комплекса и по подстанции в целом, их обработку, накопление, хранение и передачу через каналы связи на существующий ИВК ОГЧЭП «Облкоммунэнерго».

При разрыве канала связи между счетчиком и УСПД данные в счетчиках сохраняются. После восстановления канала связи УСПД автоматически считывают всю недостающую информацию.

УСПД размещается в специализированном шкафу учета, устанавливаемом в ОПУ. В шкаф также помещается каналобразующая аппаратура для организации каналов ИИК-ИВКЭ и ИВКЭ-ИВК.

3.5.3 Уровень ИВК

Существующий ИВК ОГЧЭП «Облкоммунэнерго», предназначен для опроса УСПД (считывания коммерческой информации по точкам измерения с УСПД), долговременного хранения коммерческой информации по учету электроэнергии.

3.5.4 СОЕВ

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени всех уровней системы.

Для синхронизации времени на уровне ИВКЭ применяется устройство синхронизации, встроенное в модуль центрального процессора, по сигналам от GPS/ГЛОНАСС спутников. Источником точного времени являются системы глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS.

Единое время обеспечивается посредством получения сигналов точного времени GPS-приемниками, коррекции времени при отклонении более, чем на 1 мс, и автоматически поддерживается во всех ее компонентах с точностью не хуже ± 5 с/сутки.

УСПД обеспечивает выработку текущего астрономического времени (секунды, минуты, часы) и календаря (число, месяц, год), и в счетчиках СЭТ-4ТМ производится датирование измерений.

Все операции синхронизации протоколируются в архивах УСПД и сервера опроса и доступны для просмотра администратору системы.

При нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время счетчиков корректируется от переносного компьютера. При снятии данных с помощью переносного компьютера через оптический порт счетчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

3.6 Состав информации, способы ее организации, виды машинных носителей, входные и выходные документы

3.6.1 Сбор информации в УСПД

Данные со счетчиков собираются по интерфейсу RS-485 в УСПД.

Интерфейс RS-485 выбран исходя из условий достаточной помехозащищенности, удобства монтажа, наладки и экономии кабельной продукции.

Устройством сбора информации со счетчиков является контроллер УСПД СИКОН С70. УСПД опрашивает счетчик один раз в 30 минут.

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

При опросе УСПД устанавливает связь со счетчиком, после чего осуществляется передача данных. Во время сеанса связи с одним из счетчиков, расположенных на общей шине, остальные счетчики в этом сеансе не участвуют.

Опрос счетчиков, расположенных на одной шине, происходит последовательно.

3.6.2 Входная и выходная информация

Вид и состав входной и выходной информации зависит от уровня иерархии технических и информационных средств. Перечень входной и выходной информации для различных уровней приведен в таблицах 3.4, 3.5.

Таблица 3.4 – Входная информация

Уровень иерархии	Входная информация	Источник информации	Период формирования
Уровень ИИК	Токи и напряжения	Измерительные ТТ и ТН	Постоянно
	Параметры настройки, конфигурирования ПО, технических средств	Проектная документация	Один раз на этапе пуско-наладки
Уровень ИВКЭ	Данные по приращениям активной, реактивной электроэнергии и мощности	ИИК	Один раз в 30 минут*
	Информация о составе расчетных групп учета, параметры настройки, конфигурирование ПО, технических средств		Один раз на этапе пуско-наладки
	Данные в УСВ о точном значении текущего времени	УСВ	Один раз в сутки
Уровень ИВК	Данные по приращениям активной, реактивной электроэнергии и мощности	Уровень ИВКЭ	Один раз в сутки и/или по запросу
	Информация о составе расчетных групп учета, параметры настройки, конфигурирование ПО, технических средств	Проектная документация	Один раз в сутки и/или по запросу

Таблица 3.5 – Выходная информация

Уровень иерархии	Входная информация	Получатель	Период формирования
Уровень ИИК	Данные по приращениям активной, реактивной электроэнергии и мощности	Уровень ИВКЭ	Один раз в 30 минут*
Уровень ИВКЭ	Данные по приращениям активной, реактивной электроэнергии и мощности	Уровень ИВК	Один раз в сутки и/или по запросу
Уровень ИВК	Данные по приращениям	ОГЧЭП «Облкоммунэнерг»	Один раз в сутки и/или

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

17

Инв.№ подл. Инв.№ инв.№

Подпись и дата

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

ОГУЭП «Облком- мунэнерго»	активной, реактивной электроэнергии и мощ- ности	го»	по запросу
------------------------------	--	-----	------------

*Для учета электрической энергии, потребляемой потребителями с максимальной мощностью не менее 670 кВт один раз в 60 минут.

3.7 Состав программных средств

Программное обеспечение АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчика СЭТ-4ТМ;
- программное обеспечение УСПД СИКОН С70.

4. Мероприятия по подготовке к вводу системы в действие

4.1 Мероприятия по приведению информации к виду, пригодному для обработки

Функцию приведения информации к виду, пригодному для обработки ЭВМ, выполняют multifunctional счетчики электроэнергии, установленные в точках измерений ПС 35/6 кВ «ГПП-2».

Принцип оцифровки аналоговых величин тока и напряжения, подаваемых на счетчик, описаны в руководстве по эксплуатации счетчика СЭТ-4ТМ.

4.2 Мероприятия по защите технических и программных средств от несанкционированного доступа

Для организации защиты технических и программных средств предусматривается проведение следующих мероприятий:

- подключение электросчетчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока отдельно от цепей релейной защиты, электроизмерительных и фиксирующих приборов;
- подключение электросчетчиков к трансформаторам напряжения отдельным кабелем через автоматический выключатель с возможностью пломбирования;
- пломбирование испытательных коробок;
- пломбирование корпуса электросчетчика (пломба завода-изготовителя);
- пломбирование откидывающегося прозрачного окна на лицевой панели;
- пломбирование винтов крепления крышки зажимов счетчика;
- пломбирование клеммной крышки УСПД;
- пломбирование корпуса УСПД на заводе-изготовителе;
- установка паролей.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

18

5 Описание автоматизируемых функций

5.1 Характеристика функциональной структуры

5.1.1 Функции ИИК и ИВКЭ

В состав АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» входят уровни ИИК, ИВКЭ, ИВК ОГУЭП «Облкоммунэнерго».

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

-автоматическое измерение величин активной и реактивной электроэнергии в точках измерения;

-автоматическое измерение средне интервальной активной мощности;

-автоматическое выполнение измерений времени и интервалов времени;

-автоматическая коррекция времени;

-автоматическая регистрация событий в журнале событий, сопровождающих процессы измерения;

-автоматическое сохранение результатов измерений на глубину не менее 35 суток, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;

-безопасность хранения информации и программного обеспечения;

-предоставление доступа к измеренным значениям параметров и журналам событий со стороны ИВКЭ;

-конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;

-диагностика работы технических средств;

-запись данных графика нагрузки;

-обработка данных за расчетный период;

-снятие информации со счетчиков автономным способом через оптопорт;

-самодиагностика и ведение журнала событий с фиксацией следующих событий: -дата и количество попыток несанкционированного доступа к данным;

-время коррекции времени и даты;

-время выключения/включения фазы 1, фазы 2, фазы 3;

-время выключения/включения счетчика.

Уровень ИВКЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

-автоматический регламентный сбор результатов измерений;

-автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, обслуживаемых ИВКЭ;

-возможность автоматического масштабирования долей именованных величин электро-энергии и других физических величин; автоматическая коррекция времени;

-ведение журнала событий с фиксацией событий (изменение базы данных параметров, коррекция даты и системного времени, включения и выключения питания);

-предоставление доступа ИВК к результатам измерений;

-предоставление доступа ИВК к данным о состоянии средств измерений;

-конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения при первоначальной установке, после вывода из ремонта, в процессе эксплуатации промконтроллера и при замене счетчиков, изменении схемы учета, коммуникационных параметров и т.п.;

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

19

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

- диагностика работы технических средств;
- хранение результатов измерений;
- хранение данных о состоянии средств измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

5.1.2 Процесс выполнения функций

Все функции ИИК выполняются посредством счетчиков типа СЭТ-4ТМ. Функции ИВКЭ выполняются с помощью УСПД СИКОН С70.

Функция измерения величин активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности производится в каждом ИИК в соответствии с утвержденной методикой выполнения измерений. Функция выполняется постоянно.

При измерении величин активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности счетчик выполняет следующее:

- аналого-цифровое преобразование входных сигналов тока и напряжения;
- расчет данных о потребленной электроэнергии и мощности;
- получение именованных физических величин заданной размерности.

Функция записи данных графика нагрузки из расчетных данных о потреблении мощности формирует профиль нагрузки с периодом 30 минут. Профиль записывается в память счетчика.

Через функцию самодиагностики и ведения журнала событий производится самодиагностика правильности работы счетчика, и при выявлении причин, влияющих на правильное функционирование, выдаются коды ошибок или предупреждения. Процесс самодиагностики ИИС выполняется автоматически.

Счетчики типа СЭТ-4ТМ записывают определенные типы событий в журнал событий. Запись каждого события сопровождается датой и временем, в которое оно произошло. Это дает возможность последующего анализа работы счетчика, фактов вмешательства в его работу, а также устранения ошибок. Для надежности работы журнал событий не может быть удален. Все журналы событий имеют глубину хранения по 10 записей.

В журнале событий счетчика ведется регистрация даты и времени следующих событий:

- выключения и включения счетчика;
- последнего программирования;
- коррекции времени и даты;
- сброса показаний (учтенной энергии).

УСПД СИКОН С70 осуществляет встроенный контроль работоспособности и фиксирование всех случаев неисправности в собственном журнале событий.

УСПД обеспечивает обнаружение и архивирование следующих событий:

- включения и выключения питания;
- изменения базы данных параметров;
- коррекции даты и системного времени.

Функция измерения и синхронизации времени включает в себя:

- автоматическое измерение времени внутренними таймерами устройств измерения;

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. инв.№						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ			20

-нормирование величин отклонений встроенных часов при помощи синхронизации с единым системным временем;

-синхронизацию времени по сигналам точного времени, принимаемым через GPS-приемник.

Функция формирования архива технической информации выполняет:

-опрос всех ИИК и сбор данных в ИВКЭ и ИВК;

-запись данных в базу данных АИИС.

Функция формирования диагностической информации выполняет:

-регистрацию события в системном журнале;

-сигнализацию аварийных или несанкционированных событий;

-запись события в базу данных АИИС.

Функция контроля работоспособности программно-технических средств осуществляется на всех уровнях и во всех подсистемах АИИС. В ИИК, ИВКЭ и ИВК выполняются тестовые самопроверки. Во время сеансов связи осуществляется анализ взаимодействия и исправности каналов связи.

5.1.3 Пояснения к выполнению функций

Процесс выполнения функций компонентов системы предусматривает полную автоматизацию обмена информацией («запрос-ответ») между уровнями с определенной программной периодичностью и регламентом доступа.

Для разграничения прав доступа к данным предусмотрены следующие группы пользователей:

-«администраторы» – ее члены обладают полным доступом ко всем ресурсам программы с предоставлением всего набора прав по настройке и эксплуатации программы;

-«коммуникационные операторы» – члены этой группы могут осуществлять действия, связанные с опросом счетчиков, а также с просмотром данных;

-«операторы» – члены этой группы могут только просматривать данные.

5.1.4 Временной регламент выполнения автоматизированных функций Уровень ИИК:

-автоматическое измерение величин активной и реактивной электроэнергии в точках измерения, измерение времени и интервалов времени, фиксация событий в «Журнале событий» счетчика – постоянно;

-формирование графиков нагрузки.

Уровень ИВКЭ:

-измерение времени и интервалов времени, фиксация событий в «Журнале событий» УСПД ИВКЭ – постоянно;

-сбор результатов измерений и данных о состоянии средств измерений с уровня ИИК, синхронизация времени в счетчиках – один раз в 30 минут.

Существующий ИВК ОГУЭП «Облкоммунэнерго» осуществляет сбор результатов измерений и данных о состоянии средств измерений с уровня ИВКЭ.

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

5.2 Примененные типовые решения

При проектировании системы были применены следующие типовые решения, относящиеся к иерархии построения АИИС КУЭ:

- объединение нескольких счетчиков по одному интерфейсу, по которому они по очереди опрашиваются УСПД;
- при построении системы оборудование ИВКЭ (УСПД, каналобразующая аппаратура) размещается в специализированном шкафу с возможностью защиты от несанкционированного доступа.

6 Описание комплекса технических средств

6.1 Общие положения

Выбор состава и типа комплекса технических средств АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» осуществляется в соответствии с требованиями соответствующих нормативных документов.

6.2 Структура технического обеспечения

6.2.1 Состав технического обеспечения АИИС

В состав технического обеспечения АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» входят следующие технические средства:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- электронные счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ производства АО "ННПО им. М.В. Фрунзе" класса точности 0,2S, оснащенные 2-мя цифровыми интерфейсами RS-485 для передачи данных, разветвителей интерфейса RS-485 для объединения нескольких счетчиков на одну информационную шину;
- шкаф учета в составе:
 - УСПД контроллер СИКОН С70,
 - устройство синхронизации времени,
 - ЗБ-Роутер,
 - источник бесперебойного питания,
 - Модуль АВР.

6.2.2 Структура комплекса технических средств

Структура комплекса технических средств АИИС КУЭ обеспечивает простоту монтажа, наладки и ввода в эксплуатацию системы. Это становится возможным благодаря тому, что все технические средства собираются и тестируются на заводе-изготовителе и поставляются на объект в виде законченных, готовых к функционированию устройств.

Для ввода этих устройств в систему АИИС КУЭ на объекте необходимо подключить внешние линии связи и цифровые интерфейсы к внешним клеммникам согласно рабочей документации

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. инв.№						Лист	
								22	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					
					32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ				

6.2.3 Функционирование комплекса технических средств АИИС

Функционирование всего комплекса технических средств осуществляется следующим образом:

В нормальном режиме информация о потреблении или выдаче электроэнергии поступает на вход счетчика в виде токов, пропорциональных токам по присоединениям, с трансформаторов тока, установленных на них, и напряжений, пропорциональным напряжениям на присоединениях, с измерительных трансформаторов напряжения. Электронные счетчики преобразуют эту информацию в цифровой вид и используют преобразованные данные для расчетов.

Для длительного хранения данных по нагрузке рассматриваемого присоединения на счетчике предусмотрена специальная плата памяти. Информация хранится не менее 113,7 суток при записи 30 минутных графиков нагрузки по четырем каналам.

Совокупность технических средств, объединяющая измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчик и вторичные измерительные цепи, представляет собой информационно-измерительный комплекс точки измерения (ИИК).

ИИК выполняет функцию получения информации о потоках электроэнергии через точку учета в цифровом виде с заданной точностью. Каждые полчаса, по запросу с устройства сбора и передачи информации уровня ИВКЭ, ИИК предоставляет требуемую информацию для обработки УСПД.

В УСПД ведется база данных коммерческого учета со всех ИИК соответствующего объекта. Глубина хранения архива профилей нагрузки зависит от объема памяти УСПД, количества обрабатываемых данным УСПД ИИК, настраивается программно в УСПД, и составляет не менее 35 суток. Предоставление информации от ИИК в УСПД осуществляется по интерфейсу RS-485.

Конфигурирование системы, коммуникация с внешними системами, длительное хранение коммерческой информации в базе данных по всем ИИК АИИС КЧЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» осуществляется на сервере.

В случае нарушения связи с каким-либо устройством АИИС КЧЭ, имеется возможность считать данные непосредственно со счетчика, используя переносной компьютер и оптический преобразователь для связи со счетчиком.

После считывания данные импортируются в основную базу данных, а пробелы в недостающих данных замещаются в соответствии с существующими алгоритмами. Данную операцию производят лица из числа оперативного персонала, обслуживающего АИИС КЧЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2».

6.2.4 Требования техники безопасности и условия эксплуатации АИИС

При эксплуатации технических средств АИИС КЧЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» необходимо соблюдать требования безопасности в ходе обращения с ними.

Необходимо, в первую очередь, следить за тем, чтобы корпуса всех шкафов были заземлены.

Необходимо соблюдать меры предосторожности при каких-либо манипуляциях со шкафами, смотреть за тем, чтобы не прижимался или не испытывал механических напряжений питающий кабель шкафа.

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

23

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Эксплуатация шкафа должна осуществляться в сухих помещениях, а место установки должно быть защищено от прямого попадания влаги и прямых солнечных лучей.

Подключение кабелей, питающих шкафы, должно производиться таким образом, чтобы была исключена возможность замыкания фазного и нулевого провода. К одной клемме должен подключаться только один провод.

После подачи основного питания на шкаф в целях безопасности запрещается прикасаться к неизолированным клеммам и проводам внутри шкафа.

Прокладка кабелей цифровых интерфейсов должна осуществляться с соблюдением существующих норм и правил и отвечать требованиям противопожарной безопасности.

На крышки клеммников счетчиков, после их монтажа необходимо нанести надпись, указывающую наименование присоединения, на котором производится учет.

Категорически запрещается нарушать целостность пломб счетчиков и клеммных испытательных коробок в процессе эксплуатации системы. В случае возникновения необходимости замены счетчика или вскрытия устройств, опломбированных представителями уполномоченных организаций, необходимо выполнять вышеуказанные работы только в присутствии представителей этих организаций.

6.2.5 Методы защиты технических средств от механических и электромагнитных воздействий

Для защиты технических средств АИИС КУЭ проектом предусмотрено использование специальных материалов и вспомогательных устройств.

Все счетчики электрической энергии устанавливаются в помещениях, где температура воздуха в течение года поддерживается в пределах рабочего диапазона счетчиков.

УСПД и каналобразующая аппаратура устанавливаются в специализированном шкафу, обеспечивающем вентиляцию воздуха через шкаф.

6.2.6 Защита от несанкционированного доступа к комплексу технических и программных средств

Защита от несанкционированного доступа к комплексу технических и программных средств осуществляется на физическом и программном уровнях.

Для целей предотвращения физического доступа к токовым цепям и цепям напряжения счетчика предусмотрено пломбирование; крышки зажимов счетчиков, испытательных коробок, автоматических выключателей измерительных цепей напряжения. Корпуса УСПД и счетчиков пломбируются пломбами завода-изготовителя. На программном уровне предусмотрена организация системы паролей с разграничением прав пользователей. Доступ к информации на основе разграничения прав пользователей с использованием паролей осуществляется к следующим устройствам:

-электронные счетчики СЭТ-4ТМ – при чтении данных или параметризации через оптический порт или цифровые интерфейсы счетчиков;

-устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 – при считывании данных или конфигурировании;

-существующий ИВК ОГЧЭП «Облкоммунэнерго» – при каждом сборе данных.

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

В счетчиках СЭТ-4ТМ существует два типа защит на логическом уровне:

1) Аппаратная – на заводе-изготовителе устанавливается аппаратная перемычка, которая защищает метрологические коэффициенты и заводские параметры. Перепрограммирование возможно только при вскрытии счетчика с нарушением пломб завода-изготовителя и Госстандарта.

2) Программная защита – с помощью программного обеспечения можно установить два уровня паролей:

а) можно только считывать параметры и данные измерения, изменять сетевой адрес и произвести коррекцию времени;

б) кроме считывания, можно управлять счетчиками через интерфейсы связи, изменять (перепрограммировать) установки и параметры.

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

6.3 Описание средств вычислительной техники

6.3.1 Обоснование выбора типа комплекса технических средств

Применяемые в системе АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» multifunctional счетчики электрической энергии и устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 выпускаются на заводах, производящих оборудование для электроэнергетики.

Преимущества использования комплекта технических средств состоят в следующем:

-комплект оборудования состоит из технических средств высокой надежности (значения наработки на отказ, приведенные в паспортных данных и технических описаниях, соответствуют ГОСТам);

-технология поставок законченных и отлаженных комплектных устройств минимизирует затраты времени на монтаж и пуско-наладку на объектах;

-алгоритм взаимодействия технических и программных средств позволяет оптимально распределить функции, выполняемые АИИС КУЭ по отдельным узлам;

-применяемое оборудование соответствует технической политике.

6.3.2 Персонал, обеспечивающий функционирование технических средств в различных режимах

Для обеспечения работоспособности системы на подстанции должен быть сформирован эксплуатационный персонал АИИС КУЭ, находящийся в оперативно-диспетчерском подчинении главному инженеру ОГЭП «Облкоммунэнерго».

В состав эксплуатационного персонала входят:

- системный программист;
- инженер по обслуживанию технических средств АИИС (электросчетчиков, устройства сбора и передачи данных (УСПД) и других устройств).

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. инв.№	<p>Для обеспечения работоспособности системы на подстанции должен быть сформирован эксплуатационный персонал АИИС КУЭ, находящийся в оперативно-диспетчерском подчинении главному инженеру ОГУЭП «Облкоммунэнерго».</p> <p>В состав эксплуатационного персонала входят:</p> <ul style="list-style-type: none">- системный программист;- инженер по обслуживанию технических средств АИИС (электросчетчиков, устройства сбора и передачи данных (УСПД) и других устройств).				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ		Лист
							25

7 Описание метрологического обеспечения

7.1 Характеристика АИИС КУЭ

АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» представляет собой комплекс программно-технических средств, состоящих из:

- первичных преобразователей – трансформаторов тока и напряжения;
- первичных средств учета – многофункциональных счетчиков электроэнергии;
- устройства сбора и передачи данных;
- каналов связи УСПД с первичными средствами учета;
- каналов связи УСПД с существующим ИВК.
- средств программного обеспечения счетчиков, УСПД.

Общее количество точек учета – 50.

Учет электроэнергии по присоединениям осуществляется с помощью счетчиков СЭТ-4ТМ класса точности 0,2S.

В функции ИВКЭ, имеющего в своем составе УСПД СИКОН С70, входит сбор данных о выдаче и потреблении электрической энергии по точкам учета, входящим в АИИС КУЭ, их хранение и предоставление по запросу на вышестоящий уровень.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» определяются классом точности ТТ, ТН, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика.

Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВК, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

7.2 Требования к погрешности измерений

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

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов АИИС КУЭ должны соответствовать следующим нормам:

•нормы относительной погрешности измерения по каждому измерительному каналу для значений \cos

в интервале 0,8+1 не должны превышать: для области нагрузок до 5% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

-для области малых нагрузок (5 – 20 % включительно) не хуже 2,9%;

-для диапазона нагрузок 20 – 120% не хуже 1,7%;

•нормы относительной погрешности измерения по каждому измерительному каналу, для значений \cos в интервале 0,5+0,8 не должны превышать:

-для области нагрузок до 5% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

-для области малых нагрузок (5 – 20 % включительно) не хуже 5,5%;

-для диапазона нагрузок 20 – 120% не хуже 3,0%.

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

7.3 Средства измерений

При выполнении измерений применяют средства измерений, приведенные в таб. 7.1. Таблица 7.1 – Перечень измерительных ТТ, ТН и счетчиков электроэнергии

Канал измерений		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИИК	Наименование измерительного канала	Вид СИ	Тип метрологической характеристики, № Госреестра	
1	2	3	4	5
1.	Ввод 1Т 35кВ	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1; 400/5; кл. т. 0,5S	Активная и реактивная электроэнергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1; 400/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1; 400/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАМИ-35; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАМИ-35; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАМИ-35; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; U _{ном} =3*57,7/100	
2.	Ввод 2Т 35кВ	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1; 400/5; кл. т. 0,5S	Активная и реактивная электроэнергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1; 400/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1; 400/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАМИ-35; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАМИ-35; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАМИ-35; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; U _{ном} =3*57,7/100	
3.	В35 СР	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1; 400/5; кл. т. 0,5S	Активная и реактивная электроэнергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1; 400/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-СЭЩ-35 УХЛ1; 400/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАМИ-35; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАМИ-35; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАМИ-35; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; U _{ном} =3*57,7/100	

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

27

4.	КРУ 6 кВ. Яч. №647. Ф.647 ре- зерв	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
5.	КРУ 6 кВ. Яч. №645. Ф.645 ре- зерв	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
6.	КРУ 6 кВ. Яч. №643. Ф.643 резерв	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
7.	КРУ 6 кВ. Яч. №641. Ф.641 резерв	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

28

Инв.№ подл.

Подпись и дата

Взам. инв.№

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
8.	КРУ 6 кВ. Яч. №623. В 6 Т-1	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10-М-4 (класс 6 кВ); 2500/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10-М-4 (класс 6 кВ); 2500/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10-М-4 (класс 6 кВ); 2500/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
9.	КРУ 6 кВ. Яч. №637. Ф.637 ТП281 яч.1	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
10.	КРУ 6 кВ. Яч. №635. Ф.635 резерв	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
11.	КРУ 6 кВ. Яч. №633. Ф.633 ТП19 яч2	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро-
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

29

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

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	энергия
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
12.	КРУ 6 кВ. Яч. №631. Ф.631 ТП99 ячЗ	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
13.	КРУ 6 кВ. Яч. №629. Ф.629 ТП1 яч5	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
14.	КРУ 6 кВ. Яч. №627. В 6 ДГК-1	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
15.	КРУ 6 кВ. Яч. №625. В 6 УКРМ-1	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	электро- энергия
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
16.	КРУ 6 кВ. Яч. №623. Ф.623 резерв	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
17.	КРУ 6 кВ. Яч. №619. Ф.619 РП1 яч17	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 1000/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 1000/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 1000/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
18.	КРУ 6 кВ. Яч. №617. Ф.617 ТП20 яч.2	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	

19.	КРУ 6 кВ. Яч. №615. Ф.615 ТП287 яч.1	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
20.	КРУ 6 кВ. Яч. №613. Ф.613 РП2 яч9	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
21.	КРУ 6 кВ. Яч. №611. Ф.611 ТП21 яч4	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
22.	КРУ 6 кВ. Яч. №609. Ф.609 ТП86 яч.3	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
23.	КРУ 6 кВ. Яч. №607. Ф.607 РПЗ яч13	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
24.	КРУ 6 кВ. Яч. №605. Ф.605 ТП144 яч.4	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 400/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 400/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 400/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
25.	КРУ 6 кВ. Яч. №603. Ф.603 ТП79 яч7	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
26.	ТСН-10кВ 1 с.ш.	Трансформатор тока фазы А	ТШП-0,66; 250/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро-
		Трансформатор тока фазы В	ТШП-0,66; 250/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТШП-0,66; 250/5; кл. т. 0,5S	

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.08, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*120/208	энергия
27.	КРУ 6 кВ. Яч. №602. СВ-6	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10-М-4 (класс 6 кВ); 2500/5; кл. т. 0,5S	Активная и реактивная электроэнергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10-М-4; 2500/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10-М-4; 2500/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
28.	КРУ 6 кВ. Яч. №604. В 6 ДГК-2	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	Активная и реактивная электроэнергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
29.	КРУ 6 кВ. Яч. №606. В 6 УКРМ-2	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	Активная и реактивная электроэнергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
30.	КРУ 6 кВ. Яч. №608. В 6 Т-2	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10-М-4 (класс 6 кВ); 2500/5; кл. т. 0,5S	Активная и реактивная электроэнергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10-М-4 (класс 6 кВ); 2500/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10-М-4 (класс 6 кВ); 2500/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

		фазы А		
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; U _{ном} =3*57,7/100	
31.	КРУ 6 кВ. Яч. №612. Ф.612 ТП17 яч3, ТП28 яч.2	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; U _{ном} =3*57,7/100	
32.	КРУ 6 кВ. Яч. №614. Ф.614 РП1 яч14	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 1000/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 1000/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 1000/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; U _{ном} =3*57,7/100	
33.	КРУ 6 кВ. Яч. №616. Ф.616 РПЗ яч6	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 400/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 400/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 400/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; U _{ном} =3*57,7/100	
34.	КРУ 6 кВ. Яч.	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

	№618. Ф.618 Тп22 яч2	Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4 ТМ.03М, кл. т. 0,2S; Iном=5А; Уном=3*57,7/100	
35.	КРУ 6 кВ. Яч. №620. Ф.620 ТП153 яч3/6	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4 ТМ.03М, кл. т. 0,2S; Iном=5А; Уном=3*57,7/100	
36.	КРУ 6 кВ. Яч. №622. Ф.622 ТП139 яч1	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 100/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4 ТМ.03М, кл. т. 0,2S; Iном=5А; Уном=3*57,7/100	
37.	КРУ 6 кВ. Яч. №624. Ф.624 ТП1 Кирзавод яч.1	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

36

Инв.№ подл.

Подпись и дата

Взам. инв.№

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4 ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
38.	КРУ 6 кВ. Яч. №626. Ф.626 ТП28 ячЗ	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4 ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
39.	КРУ 6 кВ. Яч. №628. Ф.628 ТП18 ячЗ	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4 ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
40.	КРУ 6 кВ. Яч. №630. Ф.630 РП1, яч.4	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4 ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
41.	КРУ 6 кВ. Яч. №632. Ф.632 резерв	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4 ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
42.	КРУ 6 кВ. Яч. №634. Ф.634 ТП99 яч.1	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4 ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
43.	КРУ 6 кВ. Яч. №636. Ф.636 ТП79 яч.8	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4 ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
44.	КРУ 6 кВ. Яч. №638. Ф.638 ТП36 яч.2, ТП321 яч.1	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4 ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
45.	КРУ 6 кВ. Яч. №640. Ф.640 ТП162 яч.2	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная
		Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

38

Инв.№ подл.

Подпись и дата

Взам. инв.№

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	электро- энергия
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
46.	КРУ 6 кВ. Яч. №642. Ф.642 ТП144 яч.7	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 400/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 400/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 400/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
47.	КРУ 6 кВ. Яч. №644. Ф.644 резерв	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 200/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	
48.	КРУ 6 кВ. Яч. №646. Ф.646 резерв	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 300/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; У _{ном} =3*57,7/100	

49.	КРУ 6 кВ. Яч. №648. Ф.648 резерв	Трансформатор тока фазы А	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТОЛ-10 (класс 6 кВ); 600/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; U _{ном} =3*57,7/100	
50.	ТСН-10кВ 2 с.ш.	Трансформатор тока фазы А	ТШП-0,66; 250/5; кл. т. 0,5S	Активная и реак- тивная электро- энергия
		Трансформатор тока фазы В	ТШП-0,66; 250/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор тока фазы С	ТШП-0,66; 250/5; кл. т. 0,5S	
		Трансформатор напряжения фазы А	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы В	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Трансформатор напряжения фазы С	НАЛИ-6; кл. т. 0,5	
		Счетчик электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М.08, кл. т. 0,2S; I _{ном} =5А; U _{ном} =3*120/208	

7.3 Методы измерений

7.3.1 Измерения электроэнергии выполняют интегрированием по времени мощности контролируемого присоединения (объекта учета) при помощи счетчиков электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.

7.3.2 Метод измерений мощности основан на вычислении средней мощности по интервальному значению расхода электроэнергии, измеренной по п.7.3.1 при помощи счетчиков типа СЭТ-4ТМ.

Результаты измерения электроэнергии и мощности, получаемые в виде аналоговых сигналов, выводятся на дисплей счетчиков СЭТ-4ТМ в виде значений соответствующих величин.

7.4 Требования безопасности

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

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

40

7.5 Условия измерений

При выполнении измерений параметры контролируемых присоединений и условия применения средств измерения должны находиться в допустимых границах, указанных в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Условия измерения электроэнергии и мощности

Наименование параметров составляющих ИИК	Нормальные значения влияющих факторов	Допускаемые предельные отклонения по нормативным документам на СИ	Нормативный документ
1	2	3	4
Ток: вторичной обмотки ТТ счетчика	5А 5А	$\star(1-120)\%I_{ном}$ $(1-120)\%I_{ном}$	ГОСТ 7746-2015 ГОСТ Р 52323-2005
Напряжение: Вторичной обмотки ТН счетчика	$3 \times 57,7/100$ ($3 \times 120/208$ для ТСН)	$(80-120)\%U_{ном}$	ГОСТ 1983-2015
Коэффициент мощности \cos	Не менее 0,8 емк. Не менее 0,5 инд.	Не менее 0,8 емк. Не менее 0,5 инд.	ГОСТ Р 52323-2005
Потери в цепях U	Не более 0,25%	Не более 0,25%	ПУЭ
Вторичная нагрузка ТТ и ТН при $\cos = 0,8$ инд.	(25-100)% от $S_{ном}$	(25-100)% от $S_{ном}$	ГОСТ 7746-2015 ГОСТ 1983-2015
Частота: ТТ и ТН Счетчик УСПД	50Гц 50Гц 50Гц	$(99-101)\% f_{ном}$ (47,5-52,5)Гц (50 ±1)Гц	ГОСТ 7746-2015 ГОСТ 1983-2015 Рук. по эксплуатации

* $I_{ном}$ – ток в первичной обмотке ТТ.

7.6 Средства поверки и контроля условий эксплуатации

При поверке и контроле условий эксплуатации измерительных каналов применяются технические средства, перечисленные в методиках поверки на конкретные средства измерений, входящие в состав измерительных каналов.

7.7 Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к выполнению измерений проводят работы, указанные в п. 7.2 РД 153-34.0-11.209-99.

Таблица 7.3 – Пределы допускаемых погрешностей ТТ

Класс точно- сти	Первичный ток, % номи- нального зна- чения	Предел допускаемой погрешности			Предел нагрузки, % номинального значения
		Токовой, %	угловой		
1	2	3	4	5	6
0,5S	1	±1,5	±90'	±2,7 град	25-100
	5	±0,75	±45'	±1,35 град	

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

41

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

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

	20	$\pm 0,5$	$\pm 30'$	$\pm 0,9$ срад	
	100	$\pm 0,5$	$\pm 30'$	$\pm 0,9$ срад	
	120	$\pm 0,5$	$\pm 30'$	$\pm 0,9$ срад	
0,2S	1	$\pm 0,75$	$\pm 30'$	$\pm 0,9$ срад	25–100
	5	$\pm 0,35$	$\pm 15'$	$\pm 0,45$ срад	
	20	$\pm 0,2$	$\pm 10'$	$\pm 0,3$ срад	
	100	$\pm 0,2$	$\pm 10'$	$\pm 0,3$ срад	
	120	$\pm 0,2$	$\pm 10'$	$\pm 0,3$ срад	

7.8 Выполнение измерений

С помощью устройства сбора и передачи данных и центрального вычислительного устройства при выполнении измерений автоматически фиксируют:

- сигналы измерительной информации на выходах измерительных каналов АИИС КУЭ;
- календарную дату выполнения измерений;
- наименование канала учета;
- номер измерительного канала;
- календарное время выполнения измерений;
- учетный период или интервальное значение времени измерений.

7.9 Исходные данные для расчета погрешности

7.9.1. Измерительные трансформаторы тока Согласно ГОСТ 7746–2015 пределы допускаемых токовой и угловой погрешностей ТТ при измерениях в рабочих условиях применения при установившемся режиме должны соответствовать значениям, указанным в таблице 7.3

7.9.2 Трансформаторы напряжения Согласно ГОСТ 1983–2015 пределы допускаемых погрешностей трансформаторов напряжения в рабочих условиях применения при установившемся режиме работы должны соответствовать указанным в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Пределы допускаемых погрешностей ТН

Класс точности	Предел допускаемой погрешности		
	Напряжения, %	Угловой	
1	2	3	4
0,2	0,2	10'	0,3 град
0,5	0,5	20'	0,6 град

7.9.3 Счетчики

Согласно ГОСТ Р 52323–2005 в нормальных условиях допускаемые основные погрешности счетчика не должны превышать пределов для соответствующего класса точности указанных в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Пределы допускаемой основной погрешности счетчиков

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы допускаемой основной погрешности, %, для счетчиков класса точности	
		0,2S	0,5S
1	2	3	4

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

$0,01I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$	1,00	$\pm 0,4$	$\pm 1,0$
$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$		$\pm 0,2$	$\pm 0,5$
$0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,10I_{\text{ном}}$	0,50 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$
$0,10I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	И 0,80 (при емкостной нагрузке)	$\pm 0,3$	$\pm 0,6$

Таким образом, погрешность счетчика СЭТ-4ТМ класса точности 0,2S при измерении активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках) δ составляет:

$\pm 0,2\%$ при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$ при $\cos\phi=1$

$\pm 0,3\%$ при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$ при $\cos\phi=0,5$

$\pm 0,4\%$ при $0,01I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$ при $\cos\phi=1$

$\pm 0,5\%$ при $0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$ при $\cos\phi=0,5$

$\pm 0,5\%$ при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$ при $\cos\phi=0,25$

Согласно ГОСТ Р 52323-2005 дополнительными погрешностями счетчика от j -й влияющей величины δ_j являются: погрешность от изменения температуры окружающего воздуха δ_{ct} , погрешность от изменения напряжения в измерительной цепи δ_{cu} , погрешность от изменения частоты δ_{cf} .

Погрешность счетчиков класса 0,2S при изменении напряжения в диапазоне $\pm 10\%$ составляет:

$\delta_{cu} = 0,1\%$ при $\cos\phi=1$ и $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$

$\delta_{cu} = 0,2\%$ при $\cos\phi=0,5$ (индуктивная нагрузка) и $0,1I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$

Для счетчиков класса точности 0,2S дополнительная погрешность при изменении частоты на $\pm 0,2\%$ не превышает 0,1%.

Средний температурный коэффициент для счетчиков класса точности 0,2S составляет 0,01%/K при $\cos\phi=1$ и значении тока $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$.

Дополнительная температурная погрешность счетчика вычисляется по формуле $\delta_{ct}=K_t\Delta t$

где:

K_t – средний температурный коэффициент;

$\Delta t = t_{\text{в(н)}} - t_{\text{норм}}$ – отклонение температуры окружающего воздуха от её нормального значения ($t_{\text{норм}}=23^\circ\text{C}$)

При расчетах принимается $\Delta t=10^\circ\text{C}$.

Так как счетчики электроэнергии расположены на значительном расстоянии от реакторов, силовых трансформаторов и других источников электромагнитного поля, то дополнительная погрешность от внешнего магнитного поля очень мала, и её можно не учитывать.

7.10 Расчет погрешности измерения текущего календарного времени

Согласно руководству по эксплуатации СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М для счетчиков СЭТ-4ТМ точность хода встроенных часов составляет $\pm 0,5$ с/сутки.

Датирование измерений происходит в счетчиках. Среднесуточная погрешность измерения текущего календарного времени счетчиком составляет 0,0005%.

Среднесуточная погрешность измерения текущего календарного времени УСПД составляет 0,001%.

УСПД поддерживает единое системное время, выполняя автоматически коррекцию хода часов подключенных счетчиков. При каждом опросе счетчика УСПД считывает время счетчика и при необходимости (расхождение времени УСПД и счетчика более, чем на 2 секунды) выдает команду на коррекцию времени в счетчике.

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Время задержки синхронизации времени в линиях связи УСПД – счетчики вычисляется по формуле:

$$T_{\text{зад}} = Vn/S$$

где:

V – объем посылки синхронизации времени, байт;

N – число бит (включая служебные) на байт передаваемой информации;

S – скорость в канале связи, бит/с.

При определении объема посылки синхронизации учитывается ответ счетчика на запрос УСПД о текущем времени счетчика (22 байта) и команда УСПД на коррекцию времени счетчика (18 байт).

Число бит (включая служебные) на байт передаваемой информации $n=10$.

Скорость в канале связи $S=9600$ бит/с.

$$T_{\text{зад}} = (22+18) \cdot 10 / 9600 = 0,04 \text{ с}$$

Среднесуточная погрешность от ресинхронизации времени компонентов системы составляет:

$$\delta_{\text{т.р.}} = (\Delta t_p + T_{\text{зад}}) / 86400 \cdot 100\% = 0,002\%$$

Где $\Delta t_p = 2\text{с}$ – максимальное расхождение времени УСПД и счетчика.

8 Описание постановок задач

8.1 Характеристики функциональных задач

Главной задачей АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» является автоматизированный сбор показаний с многофункциональных счетчиков коммерческого учета СЭТ-4ТМ.

Объектом автоматизации являются точки учета электроэнергии и мощности ПС 35/6 кВ «ГПП-2». В результате функционирования АИИС КУЭ реализуются следующие комплексы задач:

- сбор первичной информации в точках учета электроэнергии (измерение активной и реактивной энергии в точке учета и обеспечение доступа к результатам измерений);
- консолидация информации (автоматизированный сбор и обработка информации в ИВКЭ, а также обеспечение интерфейсов доступа к этой информации):

- 1) ведение журнала событий о состоянии ИИК;
- 2) формирование профиля нагрузки 30 минутных значений;
- 3) формирование архива измеренных величин;
- 4) формирование архива технической и служебной информации;
- 5) формирование отчета по электропотреблению;

- синхронизация времени (измерение времени ИИК, ИВКЭ и ИВК; синхронизация времени ИИК, ИВКЭ и ИВК).

8.2 Алгоритм решения комплексов задач

Для решения комплексов задач используются следующие алгоритмы:

- автоматическое проведение измерений в точке учета;
- автоматический сбор, диагностика и обработка информации по учету электроэнергии;
- автоматическая синхронизация времени ИИК, ИВКЭ;
- автоматический опрос ИИК АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2»;
- автоматический опрос ИВКЭ АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2»;

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

- разграничение доступа к функциям программы для различных категорий пользователей с автоматической фиксацией в журнале событий их действий;
- синхронизация времени УСПД с единым системным временем;
- синхронизация времени на счетчиках с единым системным временем на УСПД во время сеанса связи.

8.3 Входная информация

Входными данными АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» является информация, снимаемая со счетчиков электрической энергии:

- данные по потребляемой активной и реактивной энергии и мощности по всем направлениям;
- текущее время и дата.

8.4 Выходная информация

Выходными данными АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» являются:

- получасовые измерения приращений активной электроэнергии и интегрированной реактивной мощности по точкам учета ПС 35/6 кВ «ГПП-2»;
- месячные измерения приращений активной электроэнергии и интегрированной реактивной мощности по точкам учета ПС 35/6 кВ «ГПП-2»;
- данные по состоянию технических и программных средств коммерческого учета (журналы событий, статусы работоспособности измерительных каналов);
- данные по учету электроэнергии нарастающим итогом.

9 Описание информационного обеспечения

Информационное обеспечение АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» представляет собой совокупность массивов информации в электронном и документированном виде, включая описание программных средств, унифицированной системы документации и языковых средств системы.

Посредством используемых технических средств УСПД СИКОН С70 создаются массивы информации, которые позволяют получить:

- информацию о фактических перетоках электроэнергии в точках коммерческого учета, используемую в финансовых расчетах;
- техническую информацию, обеспечивающую необходимыми данными эксплуатационный и административный персонал.

9.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

- 1) документов, регламентирующих работу АИИС КУЭ и работу персонала, обслуживающего АИИС КУЭ, методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;
- 2) информации: измеренные величины, техническая и технологическая информация, отчетная и диагностическая информация.

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

9.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на внешнее и внутреннее. Организация информационного обеспечения в АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» изображена на рисунке 9.1

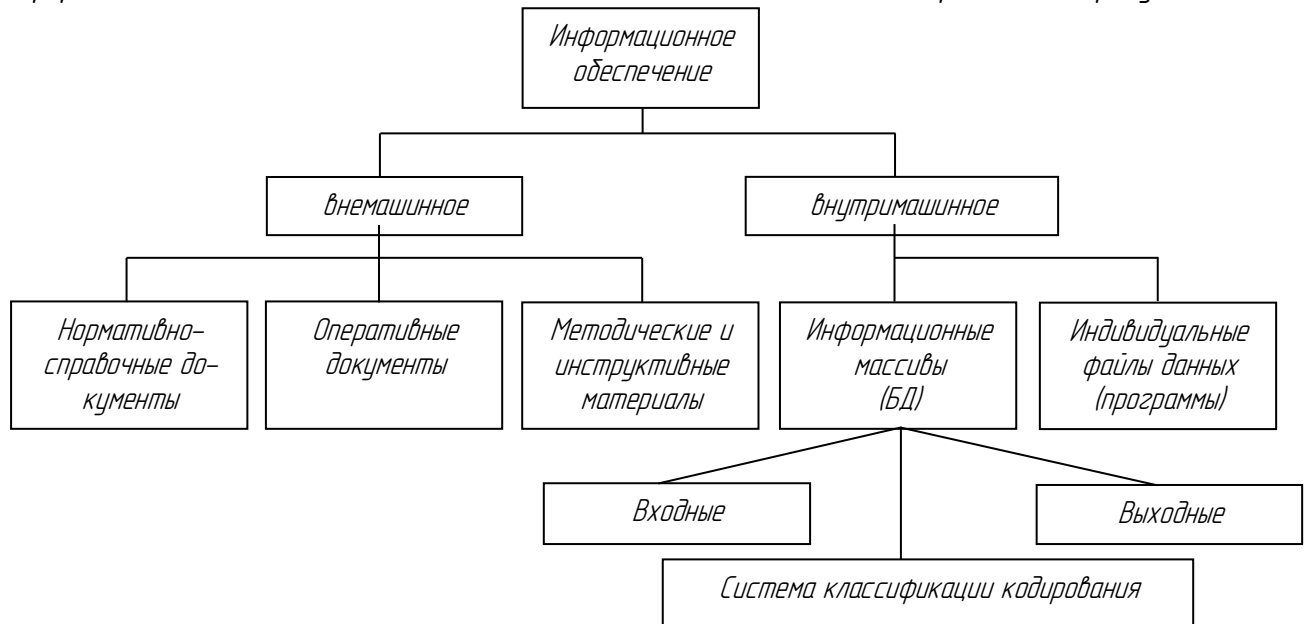


Рисунок 9.1 Организация информационного обеспечения АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2».

9.3 Организация сбора и передачи информации

АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» выполняет сбор и передачу технической и технологической информации на существующий ИВК ОГУЭП «Облкоммунэнерго». В системе представлена следующая информация:

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

При взаимодействии ИВК, ИВКЭ и ИИК осуществляется обмен технической и технологической информацией об измерениях, произведенных на объекте и состоянии оборудования на нем.

9.4 Организация внешней информации

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

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

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

9.5 Организация внутримашинной информации

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

Программы, используемые в АИИС, находятся на «жестких» дисках. База данных проектируемой АИИС находится на «жестком» диске сервера опроса. Программа АИИС обеспечивает выполнение функций системы по сбору информации, предоставлению информации на сервер опроса в различных формах и формированию электронных форм отчетных документов.

10 Описание программного обеспечения

10.1 Описание программного обеспечения АИИС КУЭ

Программное обеспечение АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» функционирует на следующих уровнях:

- уровень программного обеспечения счетчиков СЭТ-4ТМ;
- уровень программного обеспечения УСПД;
- уровень программного обеспечения существующего ИВК ОГЧЭП «Облкоммунэнерго».

10.2 Функции частей программного обеспечения

Основные функции микропрограммы электросчетчика: Микропрограмма электросчетчиков СЭТ-4ТМ выполняет основные функции:

- вычисление расхода электроэнергии на основе действующих токов и напряжений;
- измерение мгновенных значений физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть;
- использование как регистратора утренних и вечерних максимумов мощности (активной, реактивной прямого и обратного направления) с использованием сезонного расписания;
- ведение журнала событий, журнала показателей качества электричества, журнала превышения порога мощности и статусного журнала;
- предоставление текущих значений активной и реактивной энергии прямого и обратного направления и четырехквadrантной реактивной по текущему тарифу.

Системное ПО осуществляет общее управление работой устройства.

В функции прикладного ПО УСПД входит:

- автоматический опрос подключенных к УСПД электросчетчиков – с каждого счетчика снимаются графики нагрузки, содержимое журнала событий;
- ведение архивов 30-минутных графиков нагрузки, журнала событий;
- прием информации о точном астрономическом времени от устройства синхронизации системного времени ИКМ и коррекция текущего времени УСПД;
- коррекция времени электросчетчиков по текущему времени УСПД;
- предоставление информации из архивов по запросам от сервера опроса.

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

11 Проектная оценка надежности

Заложенное в проект АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2» оборудование разработано для удовлетворения жестких требований надежности и готовности в следующих аспектах:

- прочная механическая конструкция;
- защищенность от электрических помех;
- высококачественные компоненты;
- проверенные в эксплуатации электронные блоки;
- полностью проверенное программное обеспечение;
- полный комплект документации на систему;
- отображение сообщений об ошибках;
- быстрая замена дефектных модулей;
- гарантийное и послегарантийное обслуживание.

Высокая гибкость системы обеспечивает резервирование на следующих уровнях:

- линии связи;
- электропитание;
- хранение данных.

11.1 Общие аспекты надежности

Многие факторы влияют на надежность и готовность АИИС КУЭ. Показатели надежности и резервирование оборудования являются наиболее важными факторами обеспечения надежности системы.

АИИС КУЭ проектируется с учетом удовлетворения строгих требований надежности в следующих аспектах:

- применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям стандартов;
- стойкость к электромагнитным воздействиям;
- ремонтнопригодность;
- мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
- резервирование элементов системы.

11.2 Цели и задачи расчета надежности

Целью расчета надежности является:

- проверка выполнимости установленных требований технического задания по надежности к элементам АИИС;
- расчетное определение показателей надежности АИИС по документации на элементы АИИС.

12 Термины и определения

АИИС (автоматизированная информационно-измерительная система) – иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме.

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии.

АРМ – автоматизированное рабочее место.

БД – база данных.

ЖКИ – жидко-кристаллический индикатор.

ИВК (информационно-вычислительный комплекс) – совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенных для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИВКЭ и ИИК субъекта ОРЭ, их агрегирование, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

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

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

Измерительно-информационный комплекс точки измерений является сложным измерительным каналом, представляющим собой совокупность нескольких простых измерительных каналов, сигналы с выхода которых используются для получения результата косвенных, совокупных или совместных измерений.

ИИС – информационно-измерительная система.

Надежность – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортирования.

Примечание: надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его функционирования может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенное сочетание этих свойств [ГОСТ 27.002, статья 1.1].

ОС – операционная система.

Отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта [ГОСТ 27.002, статья 3.3].

ПО – программное обеспечение.

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

СИ – средство измерений, техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящие и (или) хранящие единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течении известного интервала времени.

СОЕВ (система обеспечения единого времени) – функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерений и синхронизации времени в данной автоматизированной информационно-измерительной системе, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемой величине времени. СОЕВ является средством измерений времени, которое выполняет законченную функцию измерений времени и имеет нормированные метрологические характеристики.

ТЗ – техническое задание.

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. инв.№						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ			50

Приложение 1

Сведения о точках учета электроэнергии АИИС КУЭ ПС 35/6 кВ «ГПП-2»

№ точки учета	Диспетчерское наименование присоединения	Тип счетчика	Канал
1	2	3	4
1.	Ввод 1Т 35кВ	СЭТ-4ТМ.03М	02 – активная, прием
			04 – реактивная, прием
2.	Ввод 2Т 35кВ	СЭТ-4ТМ.03М	02 – активная, прием
			04 – реактивная, прием
3.	В35 СР	СЭТ-4ТМ.03М	01 – активная, отдача
			02 – активная, прием
			03 – реактивная, отдача
			04 – реактивная, прием
4.	КРУ 6 кВ. Яч. №647. Ф.647 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	01 – активная, отдача
			03 – реактивная, отдача
5.	КРУ 6 кВ. Яч. №645. Ф.645 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	01 – активная, отдача
			03 – реактивная, отдача
6.	КРУ 6 кВ. Яч. №643. Ф.643 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	01 – активная, отдача
			03 – реактивная, отдача
7.	КРУ 6 кВ. Яч. №641. Ф.641 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	01 – активная, отдача
			03 – реактивная, отдача
8.	КРУ 6 кВ. Яч. №639. В 6 Т-1	СЭТ-4ТМ.03М	02 – активная, прием
			04 – реактивная, прием
9.	КРУ 6 кВ. Яч. №637. Ф.637 ТП281 яч.1	СЭТ-4ТМ.03М	01 – активная, отдача
			03 – реактивная, отдача
10.	КРУ 6 кВ. Яч. №635. Ф.635 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	01 – активная, отдача
			03 – реактивная, отдача
11.	КРУ 6 кВ. Яч. №633. Ф.633 ТП19 яч2	СЭТ-4ТМ.03М	01 – активная, отдача
			03 – реактивная, отдача
12.	КРУ 6 кВ. Яч. №631. Ф.631 ТП99 яч3	СЭТ-4ТМ.03М	01 – активная, отдача
			03 – реактивная, отдача
13.	КРУ 6 кВ. Яч. №629. Ф.629 ТП1 яч5	СЭТ-4ТМ.03М	01 – активная, отдача
			03 – реактивная, отдача
14.	КРУ 6 кВ. Яч. №627. В 6 ДГК-1	СЭТ-4ТМ.03М	01 – активная, отдача
			03 – реактивная, отдача
15.	КРУ 6 кВ. Яч. №625. В 6 УКРМ-1	СЭТ-4ТМ.03М	01 – активная, отдача
			03 – реактивная, отдача
16.	КРУ 6 кВ. Яч. №623. Ф.623 резерв	СЭТ-4ТМ.03М	01 – активная, отдача
			03 – реактивная, отдача
17.	КРУ 6 кВ. Яч. №619. Ф.619 РП1 яч17	СЭТ-4ТМ.03М	01 – активная, отдача
			03 – реактивная, отдача

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

51

Инв.№ подл.

Подпись и дата

Взам. инв.№

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

18.	КРУ 6 кВ. Яч. №617. Ф.617 ТП20 яч.2	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
19.	КРУ 6 кВ. Яч. №615. Ф.615 ТП287 яч.1	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
20.	КРУ 6 кВ. Яч. №613. Ф.613 РП2 яч9	СЭТ-4 ТМ.03М	02 – активная, прием 04 – реактивная, прием
21.	КРУ 6 кВ. Яч. №611. Ф.611 ТП21 яч4	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
22.	КРУ 6 кВ. Яч. №609. Ф.609 ТП86 яч.3	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
23.	КРУ 6 кВ. Яч. №607. Ф.607 РП3 яч13	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
24.	КРУ 6 кВ. Яч. №605. Ф.605 ТП144 яч.4	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
25.	КРУ 6 кВ. Яч. №603. Ф.603 ТП79 яч7	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
26.	ТСН-10кВ 1 с.ш.	СЭТ-4 ТМ.03М.08	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
27.	КРУ 6 кВ. Яч. №602. СВ-6	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 02 – активная, прием 03 – реактивная, отдача 04 – реактивная, прием
28.	КРУ 6 кВ. Яч. №604. В 6 ДГК-2	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
29.	КРУ 6 кВ. Яч. №606. В 6 УКРМ-2	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
30.	КРУ 6 кВ. Яч. №608. В 6 Т-2	СЭТ-4 ТМ.03М	02 – активная, прием 04 – реактивная, прием
31.	КРУ 6 кВ. Яч. №612. Ф.612 ТП17 яч3, ТП28 яч.2	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
32.	КРУ 6 кВ. Яч. №614. Ф.614 РП1 яч14	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
33.	КРУ 6 кВ. Яч. №616. Ф.616 РП3 яч6	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
34.	КРУ 6 кВ. Яч. №618. Ф.618 Тп22 яч2	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
35.	КРУ 6 кВ. Яч. №620. Ф.620 ТП153 яч3/6	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
36.	КРУ 6 кВ. Яч. №622. Ф.622 ТП139 яч1	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
37.	КРУ 6 кВ. Яч. №624. Ф.624 ТП1 Курзавод яч.1	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

38.	КРУ 6 кВ. Яч. №626. Ф.626 ТП28 яч3	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
39.	КРУ 6 кВ. Яч. №628. Ф.628 ТП18 яч3	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
40.	КРУ 6 кВ. Яч. №630. Ф.630 РП1, яч.4	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
41.	КРУ 6 кВ. Яч. №632. Ф.632 резерв	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
42.	КРУ 6 кВ. Яч. №634. Ф.634 ТП99 яч.1	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
43.	КРУ 6 кВ. Яч. №636. Ф.636 ТП79 яч.8	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
44.	КРУ 6 кВ. Яч. №638. Ф.638 ТП36 яч.2, ТП321 яч.1	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
45.	КРУ 6 кВ. Яч. №640. Ф.640 ТП162 яч.2	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
46.	КРУ 6 кВ. Яч. №642. Ф.642 ТП144 яч.7	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
47.	КРУ 6 кВ. Яч. №644. Ф.644 резерв	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
48.	КРУ 6 кВ. Яч. №646. Ф.646 резерв	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
49.	КРУ 6 кВ. Яч. №648. Ф.648 резерв	СЭТ-4 ТМ.03М	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача
50.	ТСН-10кВ 2 с.ш.	СЭТ-4 ТМ.03М.08	01 – активная, отдача 03 – реактивная, отдача

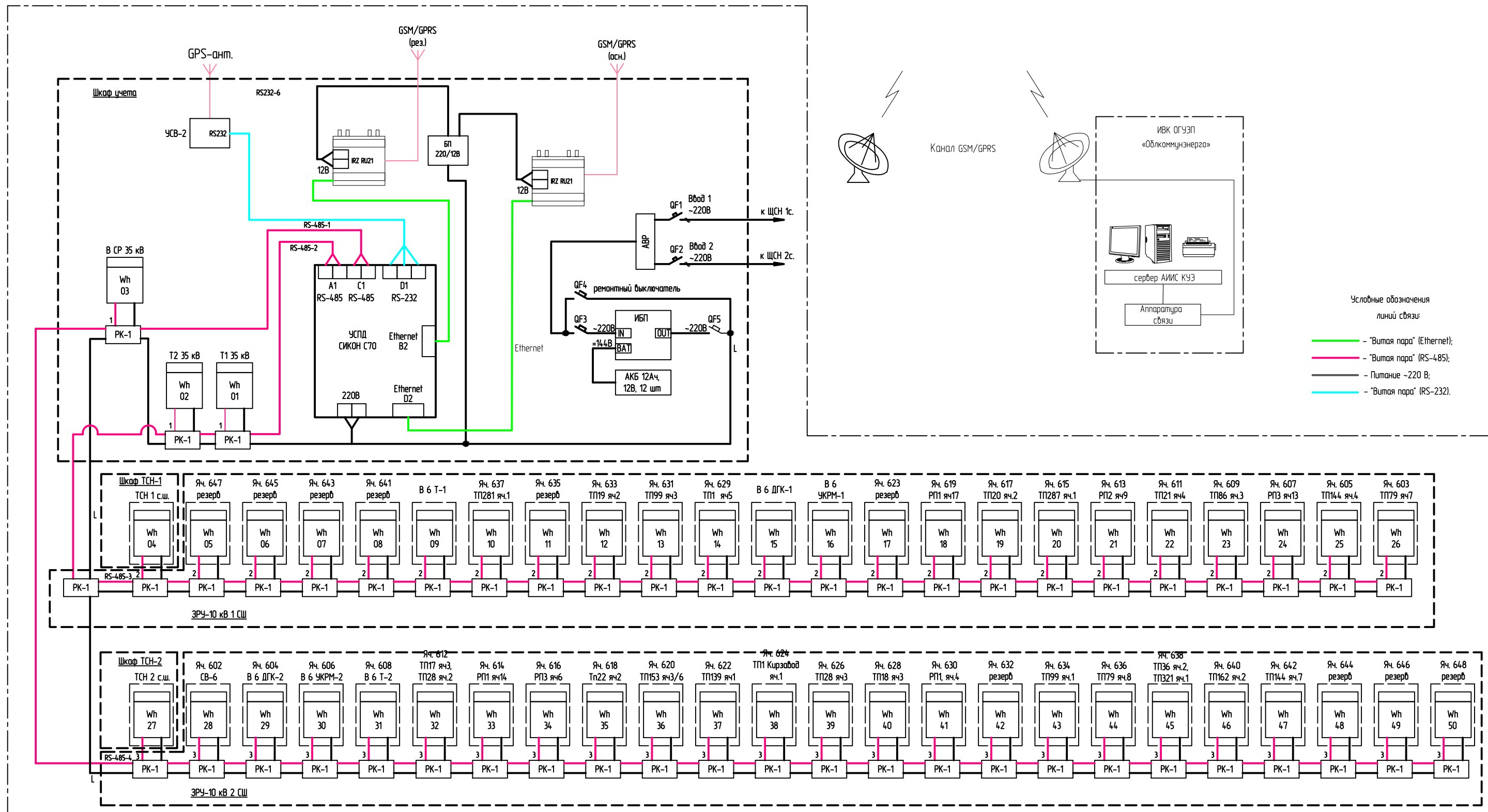
Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. инв.№

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ТЧ

Лист

53



- Условные обозначения
линий связи:
- "Витая пара" (Ethernet);
 - "Витая пара" (RS-485);
 - Питание -220 В;
 - "Витая пара" (RS-232).

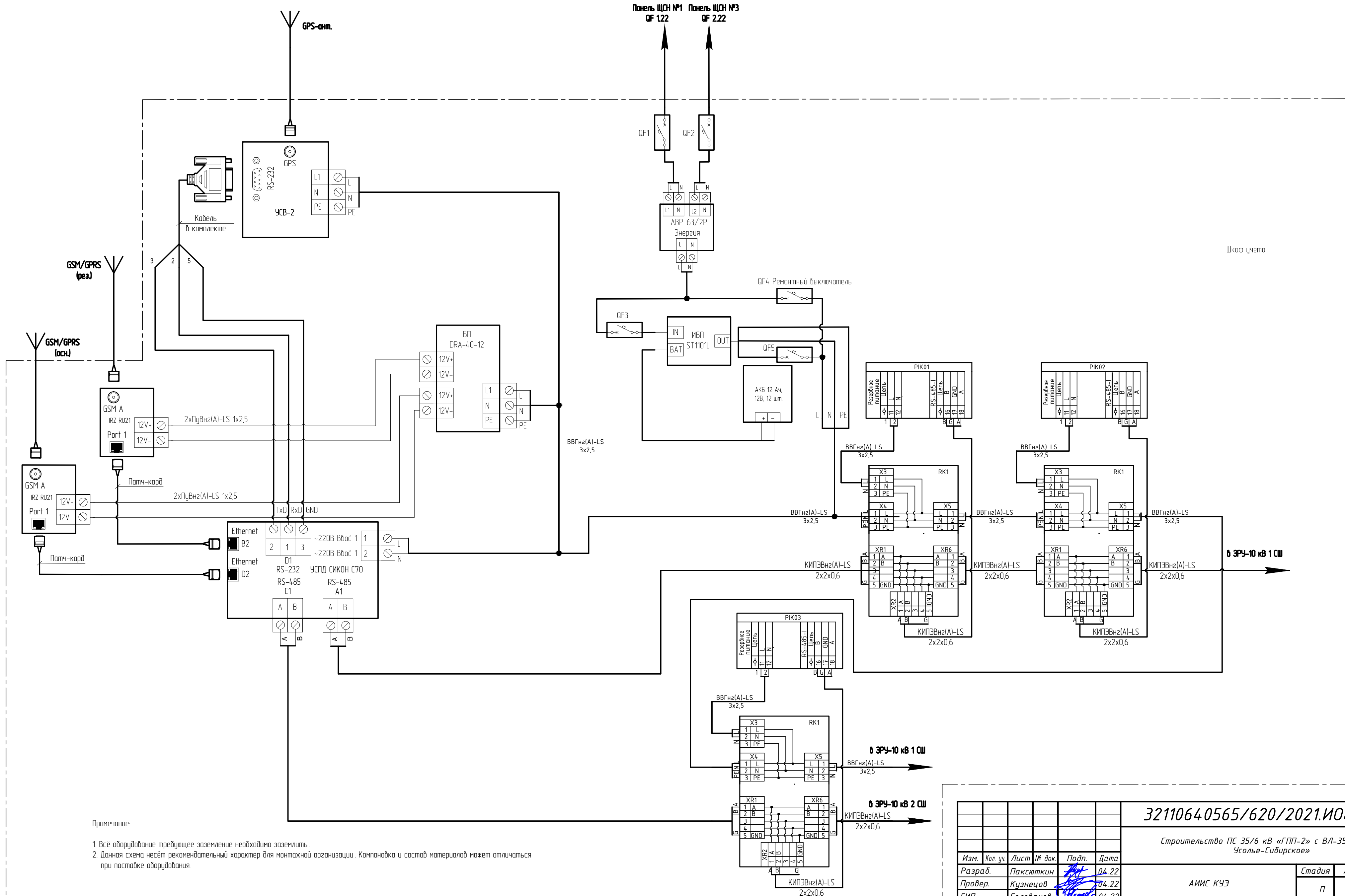
Согласовано

Инд. № подл.

Подп. и дата





Взам. инв. №

					3211064.0565/620/2021.ИОС.1.6.ГЧ				
					Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.			Паксюткин		04.22		п	2	8
Провер.			Кузнецов		04.22				
ГИП			Головачев		04.22				
Н. контр.			Головачев		04.22	Схема структурная АИИС КУЭ		ООО «Соязэнергoproект»	

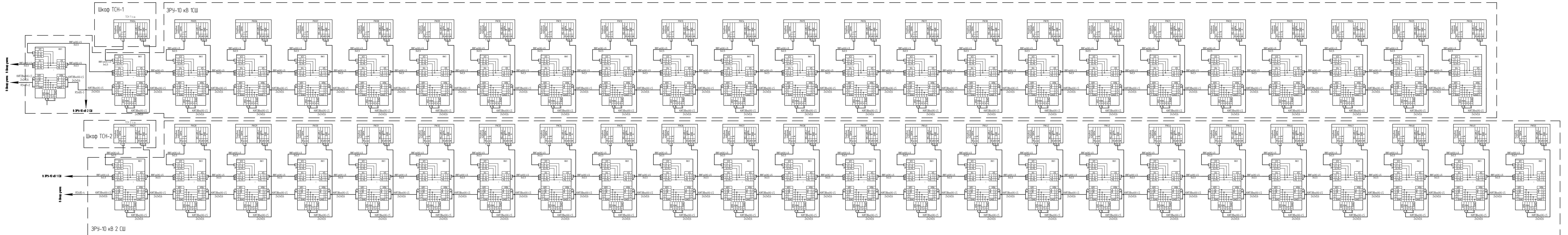


Примечание:

1. Все оборудование требующее заземление необходимо заземлить.
2. Данная схема несёт рекомендательный характер для монтажной организации. Комплектация и состав материалов может отличаться при поставке оборудования.

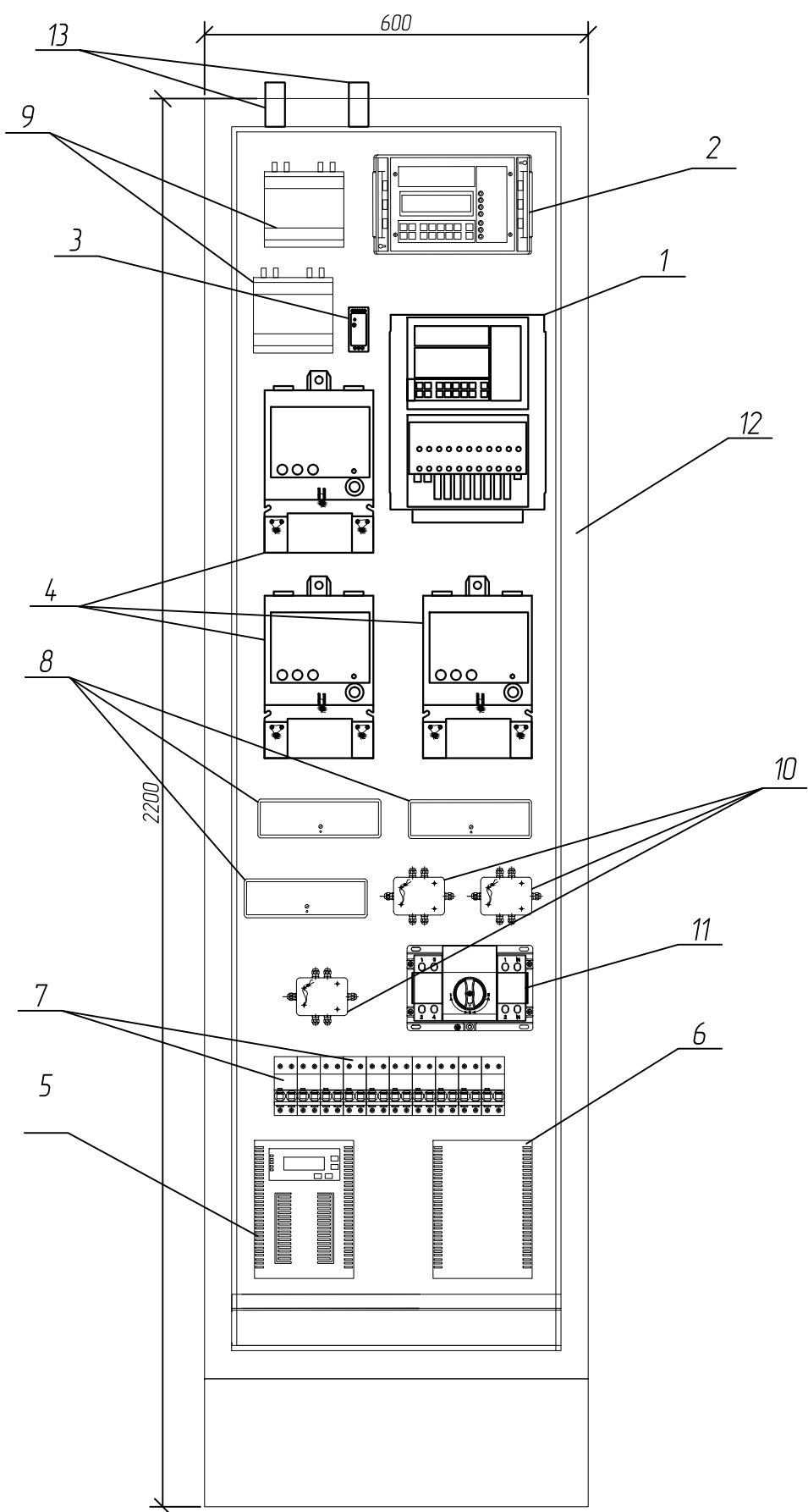
						32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ГЧ			
						Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Паксуткин				04.22		П	3	8
Провер.	Кузнецов				04.22				
ГИП	Головачев				04.22	Схема подключения внешних проводов	000 «Союзэнергопроект»		
Н. контр.	Головачев				04.22				

Лист 59 из 59
Вопросы и ответы
Вопросы и ответы



32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ГЧ				
Строительство ПС 35/6 кВ «ПТ-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»				
Изм. Кол. Лист № док. Подп. Дата				
Разраб. Покетин	04.22			
Провёр. Кузнецов	04.22			
ГМТ Головачев	04.22			
И. контр. Головачев	04.22			
Схема подключения внешних проводов		ИИС КУЗ	Страница 4	Лист 8
000 «Совэнергопроект»		Формат А3х7		





Вид спереди
(дверь не показана)



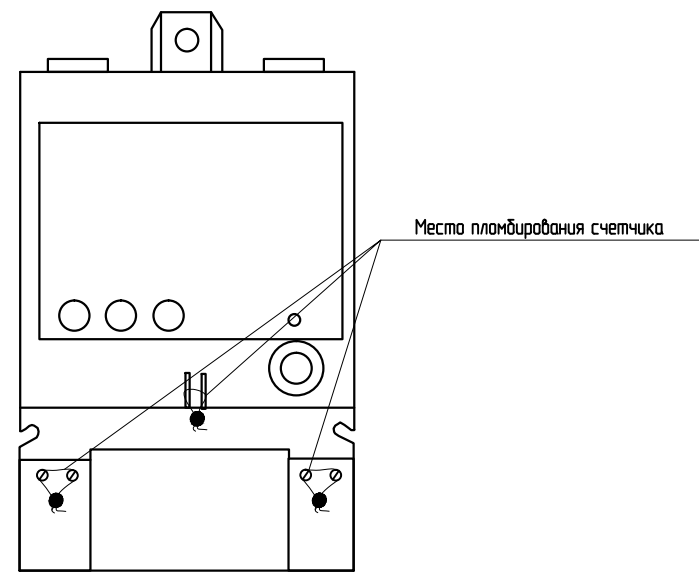
Спецификация

Поз.	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Кол-во, шт.
1	УСПД	СИКОН С70	1
2	Устройство синхронизации времени, комплектно с антенной-GPS	УСВ-2	1
3	Блок питания, 12В,3,34А,40Вт	DRA-40-12	1
4	Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	3
5	ИБП с двойным преобразованием, 1ф, ~220В, 1кВА, напольный	ST1101L	1
6	Батареиный модуль, 36В, 27 Ач, со встроенными АКБ, напольный	ВМТ-36-27	1
7	Автоматический выключатель 6А, 2Р, 10кА	A9F89206	10
8	Испытательная коробка КИП-Л-IP20-КЗА3	8536900100	3
9	3G-Роутер	iRZ RU21	2
10	Распределитель канальный	PK-1	3
11	Модуль АВР	ABP-63/2Р Энергия	1
12	Шкаф одностороннего обслуживания 2200x800x600		1
13	Антенна	ANT GSM-3G-997-3.0м-50Бu	2

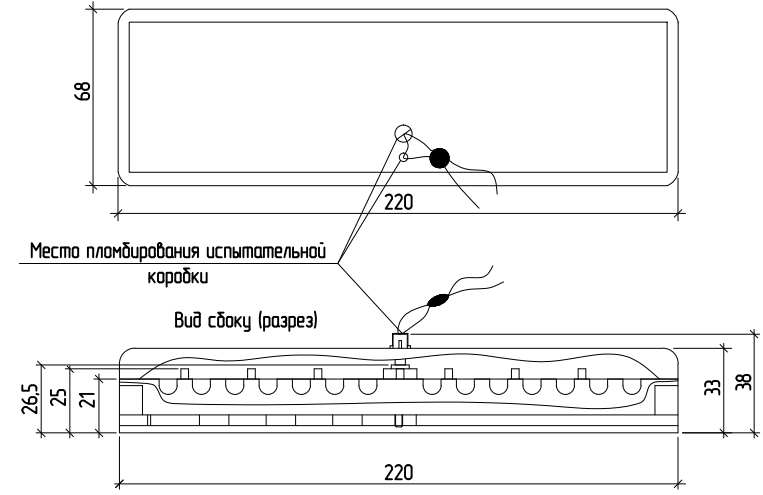
Согласовано				
Взам. инв. №				
Подп. и дата				
Инв. № подл.				

						32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ГЧ			
						Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Паксюткин			04.22		П	6	8
Провер.		Кузнецов			04.22				
ГИП		Головачев			04.22	Шкаф учета. Общий вид	000 «Союзэнергопроект»		
Н. контр.		Головачев			04.22				

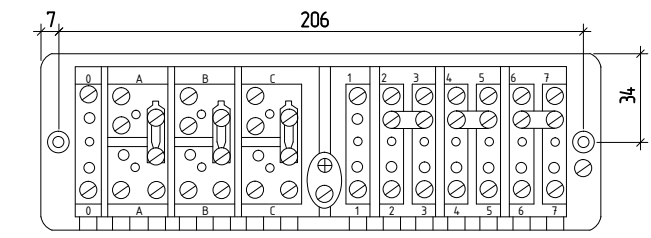
Пломбировка счётчиков электрической энергии
СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08



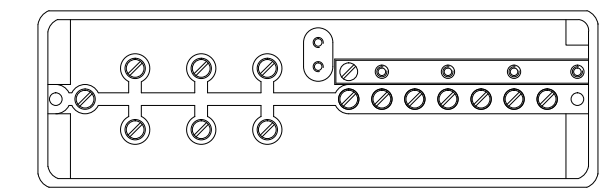
Установочные и габаритные размеры коробки испытательной КИП-Л-ИР20-КЭА3
Вид спереди (с крышкой)



Вид спереди (без крышки)



Вид сбоку



Габаритные и установочные размеры счётчика электрической энергии
СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08

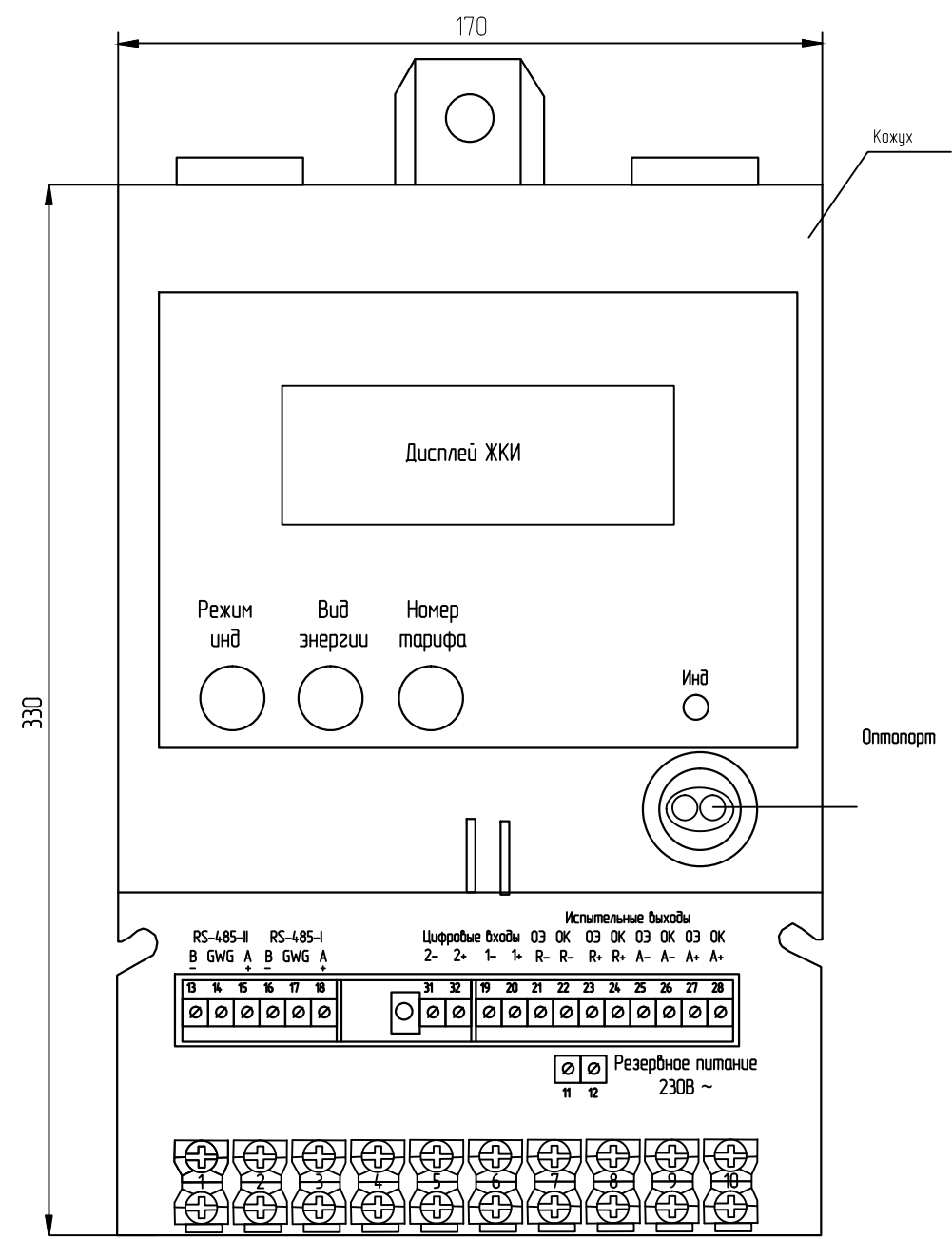


Схема подключения счетчика СЭТ-4ТМ.03М

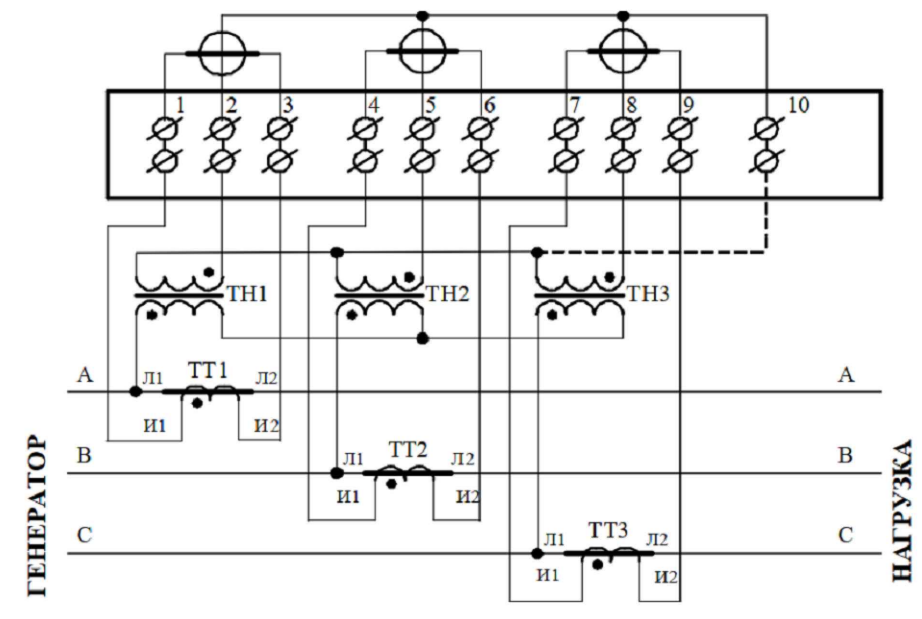
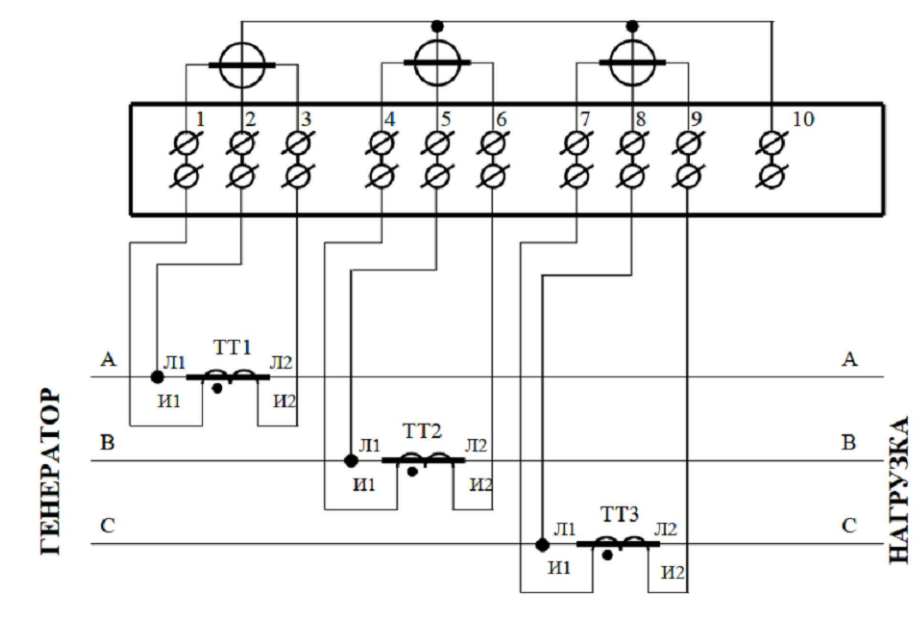






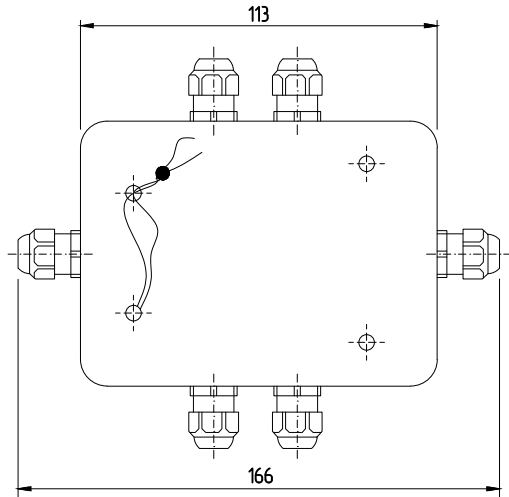
Схема подключения счетчика СЭТ-4ТМ.03М.08



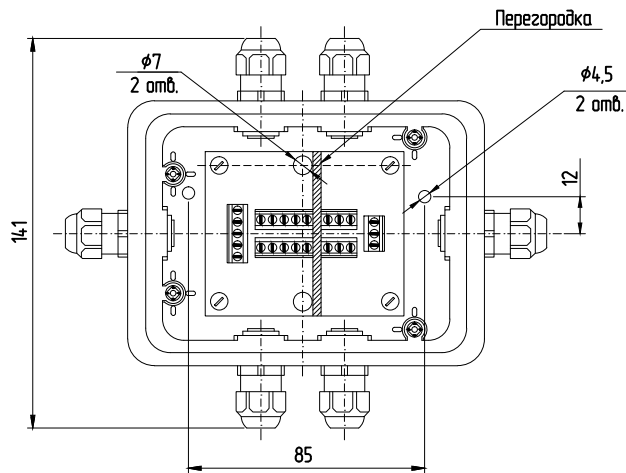
Согласовано					
Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					

						32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ГЧ			
						Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Паксюткин			04.22		П	7	8
Провер.		Кузнецов			04.22				
ГИП		Головачев			04.22	Чертеж общего вида и пломбировки технических средств	ООО «Союзэнергопроект»		
Н. контр.		Головачев			04.22				

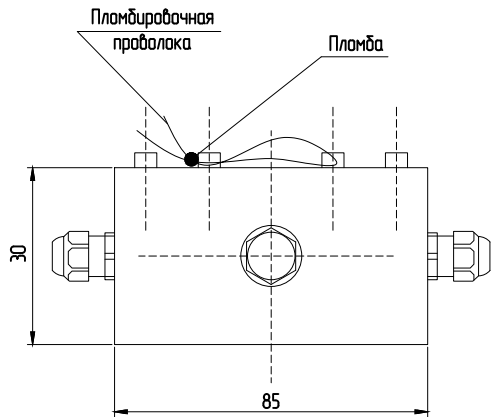
Габаритно-установочные размеры распределителя канального РК-1
Вид спереди (с крышкой)



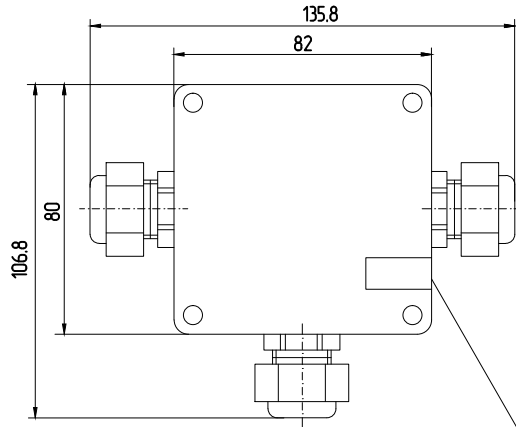
Вид спереди (без крышки)



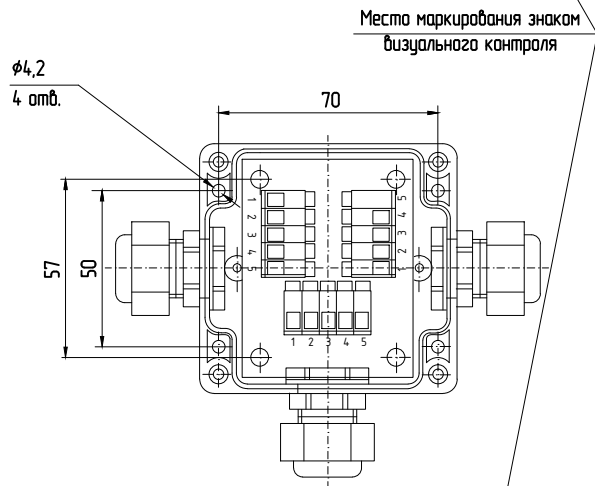
Вид сбоку



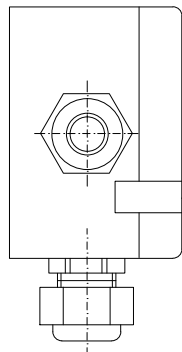
Габаритно-установочные размеры распределителя коробки РР-3
Вид спереди (с крышкой)



Вид спереди (без крышки)



Вид сбоку



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

						32110640565/620/2021.ИОС.1.6.ГЧ			
						Строительство ПС 35/6 кВ «ГПП-2» с ВЛ-35 кВ в г. Усолье-Сибирское»			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	АИИС КУЭ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Паксуткин			04.22		П	8	8
Провер.		Кузнецов			04.22				
ГИП		Головачев			04.22				
Н. контр.		Головачев			04.22	Чертеж общего вида и пломбировки технических средств	ООО «Союзэнергопроект»		



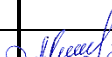
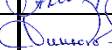

Согласовано

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

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод – изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	Разветвитель интерфейса RS-485	ПР-3			шт.	1		
22	Распределитель канальный	РК-1			шт.	48		
	Оборудование, технические средства							
23	GPS/ГЛОНАСС антенна с держателем				шт.	1		
24	GPRS антенна с держателем				шт.	2		
25	Догрузочный резистор	MP3021-H-100/√3В-80ВА			шт.	6		
26	Догрузочный резистор	MP3021-H-100/√3В-30ВА			шт.	6		
28	Клемма проходная UT 2,5 3044076	3044076		Phoenix Contact	шт.	100		
	Кабельная продукция							
	Провод установочный, сечением 2,5 мм.кв. ПуВнг(А)-LS	1х2,5			м.	300		
29	Кабель контрольный КВВГЭнг(А)-LS	7х2,5			м.	1087		
30	Кабель монтажный МКЭШ	2х2,5			м.	179		
34	Кабель интерфейсный КИПЭВнг(А)-LS	2х2х0,6			м.	288		
35	Кабель силовой ВВГнг(А)-LS	3х2,5			м.	258		
36	Провод заземляющий желто-зеленый	ПВ3-4 жел-зел.			м.	50		
	Принадлежности							
37	Бирка кабельная пластиковая	У136			шт.	500		
38	Хомут нейлон. 4,8х300 (упаковка 100 шт)	УНН31-0048-300-100			упак.	20		
39	Пена монтажная противопожарная СР 660				шт.	5		
40	Резистор терминальный (120 Ом)				шт.	20		

	Лист
НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ	2
1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ТОКОВЫХ ЦЕПЕЙ	4
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ В ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ЦЕПЯХ ОТ ТРАНСФОРМАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ ДО СЧЕТЧИКА	9
3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАГРУЖЕННОСТИ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ПО КОЭФФИЦИЕНТУ ТРАНСФОРМАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА	13
4. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА	14
5. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ	18

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

					32110640565/620/2021.ИОС.1.6				
Из м	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Паксюткин		04.22	АИИС КУЭ				
Провер.		Гончарук		04.22					
Н. контр.		Головачев		04.22					
Утв.		Синюков		04.22					
					Лит.	Лист	Листов		
					П		23		
					 союзэнергопроект				

1. НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

1. «АИИС субъекта ОРЭ. Технические требования», Приложение № 11.1 к «Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка», утв. Наблюдательным советом НП «АТС» 27.02.2004 г. (редакция от 19.05.04 г.).
2. «Правила устройства электроустановок», (ПУЭ, изд. 6 и изд. 7, отдельные главы, 2002 г.);
3. Постановление Правительства РФ от 27.12.97 г. № 1619. «О ревизии средств учета электрической энергии и маркировании их специальными знаками визуального контроля».
4. «Положение о порядке проведения ревизии и маркирования специальными знаками визуального контроля средств учета электрической энергии», утверждено Министерством топлива и энергетики РФ 16.09.98 г., Председателем Государственного комитета РФ по стандартизации и метрологии 03.10.98 г.
5. ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические требования;
6. ГОСТ 30206–94. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока;
7. ГОСТ 34.601–90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
8. ГОСТ 34.602–89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;
9. ГОСТ 34.603–92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
10. ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия;
11. ГОСТ 8.217–87. Трансформаторы тока. Методика поверки;
12. ГОСТ 8.216–87. Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
13. ГОСТ Р 8.563–96. ГСИ. Методика выполнения измерений»;
14. ГОСТ Р 8.596–2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
15. РД 34.11.502–95. Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования;
16. РД 34.11.202–95. Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации;
17. РД 34.11.333–97. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата	8. ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;
					9. ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата	10. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия;
					11. ГОСТ 8.217-87. Трансформаторы тока. Методика поверки;
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата	12. ГОСТ 8.216-87. Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
					13. ГОСТ Р 8.563-96. ГСИ. Методика выполнения измерений»;
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата	14. ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
					15. РД 34.11.502-95. Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования;
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата	16. РД 34.11.202-95. Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации;
					17. РД 34.11.333-97. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии;
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6
					2
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

18. РД 34.11.334–97. Типовая методика выполнения измерений электрической мощности;
19. РД 34.11.114–98. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования;
20. РД 34.11.408–91. Типовая программа метрологической аттестации каналов телеизмерений оперативно-информационного комплекса автоматизированной системы диспетчерского управления;
21. РД 153–34.0–11.209–99. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности;
22. РМГ 29–99 Рекомендации по межгосударственной стандартизации Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения;
23. МИ 222–80 Методика расчета метрологических характеристик ИК ИИС по метрологическим характеристикам компонентов;
24. МИ 2168–91 ГСИ ИИС. Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов;
25. МИ 2439–97 ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля;
26. МИ 2440–97 ГСИ. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов;
27. МИ 2441–97 ГСИ. Испытания с целью утверждения типа измерительных систем. Общие требования;
28. МИ 2539–99 ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки;
29. МИ 2808–2003 ГСИ. Количество электрической энергии. Методика выполнения измерений при распределении небалансов на оптовом рынке электрической энергии;
30. АВОД.466364.007МП. Автоматизированные системы коммерческого учета электрической энергии АСКУЭ–С. Методика поверки. – М., ВНИИМС, 2001;
31. Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей, – М.: СПО Союзтехэнерго, 1979.

Подпись и дата		Инв. № дубл.		Взам. инв. №.		Подпись и дата		Инв. № подл.	
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: flex-start;"> <div style="display: flex; justify-content: space-between; width: 100%;"> <div>Изм</div> <div>Лист</div> <div>№ докум.</div> <div>Подп.</div> <div>Дата</div> </div> <div style="margin-top: 5px;"> <div style="width: 100%; height: 15px; background-color: #f0f0f0;"></div> </div> </div> <div style="flex-grow: 1; text-align: center;"> <p style="font-size: 1.2em; margin: 0;">32110640565/620/2021.ИОС.1.6</p> </div> <div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center;"> <div style="width: 100%; height: 15px; background-color: #f0f0f0;"></div> <div style="width: 100%; height: 15px; background-color: #f0f0f0;"></div> </div> </div>									
									Лист
									3

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ТОКОВЫХ ЦЕПЕЙ

Сечение проводов токовых цепей должно соответствовать требованиям по допустимой вторичной нагрузке трансформаторов тока согласно ГОСТ 7746. Суммарная мощность измерительных приборов, установленных во вторичной измерительной цепи, контактов и мощность, рассеиваемая на кабеле вторичной измерительной цепи, не должна превышать номинальную мощность вторичной измерительной обмотки трансформатора тока.

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

$$q = \rho \frac{L}{R_{\text{пров.}}} \quad (1.1)$$

Сечения проводов токовых цепей для двух трансформаторной схемы включения счётчика рассчитывается по следующей формуле:

$$q = \rho \frac{L\sqrt{3}}{R_{\text{пров.}}} \quad (1.2)$$

где L – длина проводов вторичных измерительных цепей, м;

ρ – удельное электрическое сопротивление материала провода, Ом·мм²/м;

$R_{\text{пров.}}$ – сопротивление проводов вторичных измерительных цепей, Ом.

Сопротивление проводов $R_{\text{пров.}}$ рассчитываем по формуле:

$$R_{\text{пров.}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{I_{2Н}^2} - \sum R_{\text{приб.}} - R_{\text{конт.}} \quad (1.3)$$

где $S_{\text{НОМ.}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора тока, ВА;

$I_{2Н}$ – номинальный вторичный ток, А;

$R_{\text{приб.}}$ – сопротивления приборов включенных в измерительную цепь, Ом;

$R_{\text{конт.}}$ – сопротивление контактов проводов вторичных измерительных цепей, Ом.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата	Инв. № подл.					Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6					4

Сопротивление приборов $R_{\text{приб}}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} ; \quad (1.4)$$

где $S_{\text{приб}}$ – потребляемая мощность прибора, ВА;

$S_{\text{приб}}$ – потребляемая мощность счетчика, ВА;

$I_{2н}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, А.

В таблице 1.1 указаны значения параметров, используемых для расчета.

Таблица 1.1 – Значения параметров

Наименование параметра	Значение
Удельное электрическое сопротивление материала провода для кабеля с медными жилами ρ , Ом·мм ² /м	0,0175
Мощность, потребляемая счетчиком активной/реактивной энергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 в каждой последовательной токовой цепи $S_{\text{сч.}}$ ВА	0,1
Сопротивление контактов соединительных проводов $R_{\text{конт.}}$ Ом	0,1
Номинальный вторичный ток $I_{2н}$, А	5

Расчет производится на основании исходных данных предоставленных заказчиком, однолинейной и схемы вторичных цепей. Фактическая мощность определяется как сумма мощностей потребляемых измерительными приборами, сопротивлением проводов и контактов.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата	<div>32110640565/620/2021.ИОС.1.6</div>					Лист
										5
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Таблица 1.2 – Исходные данные для расчета

№ канала учета	Канал учета	Характеристики кабеля от ТТ до счётчика			Тип ТТ	Уста- нов- ленные фазы, (АВС)	Номинальная мощность вторичной обмотки, ВА			Мощность измери- тельных приборов, ВА		
		Тип материала кабеля	Сечение, мм²	Длина кабеля, м			А	В	С	А	В	С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Ввод 1Т 35кВ	медь	2,5	39	ТОЛ-СЭЩ-35	АВС	30	30	30	0,1	0,1	0,1
2	Ввод 2Т 35кВ	медь	2,5	42	ТОЛ-СЭЩ-35	АВС	30	30	30	0,1	0,1	0,1
3	В35 СР	медь	2,5	36	ТОЛ-СЭЩ-35	АВС	30	30	30	0,1	0,1	0,1
4	ф.647 резерв	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
5	ф.645 резерв	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
6	ф.643 резерв	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
7	ф.641 резерв	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
8	В 6 Т-1	медь	2,5	10	ТОЛ-10-М-4	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
9	ф.637 ТП281 яч.1	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
10	ТСН-10кВ 1 с.ш.	медь	2,5	10	ТШП-0,66	АВС	5	5	5	0,1	0,1	0,1
11	ф.633 ТП19 яч2	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
12	ф.631 ТП99 яч3	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
13	ф.629 ТП1 яч5	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
14	В 6 ДГК-1	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
15	В 6 УКРМ-1	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
16	ф.623 резерв	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
17	ф.619 РП1 яч17	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
18	ф.617 ТП20 яч.2	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
19	ф.615 ТП287 яч.1	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
20	ф.613 РП2 яч9	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
21	ф.611 ТП21 яч4	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
22	ф.609 ТП86 яч.3	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
23	ф.607 РП3 яч13	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
24	ф.605 ТП144 яч.4	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
25	ф.603 ТП79 яч7	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
26	ф.635 резерв	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
27	СВ-6	медь	2,5	10	ТОЛ-10-М-4	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
28	В 6 ДГК-2	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
29	В 6 УКРМ-2	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
30	В 6 Т-2	медь	2,5	10	ТОЛ-10-М-4	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
31	ф.612 ТП17 яч3, ТП28 яч.2	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
32	ф.614 РП1 яч14	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1
33	ф.616 РП3 яч6	медь	2,5	10	ТОЛ-10	АВС	10	10	10	0,1	0,1	0,1

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

32110640565/620/2021.ИОС.1.6

34	ф.618 Тп22 яч2	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
35	ф.620 ТП153 яч3/6	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
36	ф.622 ТП139 яч1	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
37	ф.624 ТП1 Курза- вод яч.1	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
38	ф.626 ТП28 яч3	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
39	ф.628 ТП18 яч3	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
40	ф.630 РП1, яч.4	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
41	ТСН-10кВ 2 с.ш.	медь	2,5	10	ТШП-0,66	ABC	5	5	5	0,1	0,1	0,1
42	ф.634 ТП99 яч.1	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
43	ф.636 ТП79 яч.8	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
44	ф.638 ТП36 яч.2, ТП321 яч.1	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
45	ф.640 ТП162 яч.2	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
46	ф.642 ТП144 яч.7	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
47	ф.644 резерв	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
48	ф.646 резерв	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
49	ф.648 резерв	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1
50	ф.632 резерв	медь	2,5	10	ТОЛ-10	ABC	10	10	10	0,1	0,1	0,1

Расчет сечения проводов измерительных цепей тока

Производим расчет для присоединения ввод 1Т 35кВ.

Расчет сечения измерительных проводов производится по формуле (1.1). Для расчета используем исходные данные для присоединения, приведенные в таблице 1.2, а так же значения параметров, приведенные в таблице 1.1.

Находим сопротивление измерительных приборов по формуле (1.4)

$$R_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{0,1}{25} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Рассчитываем сопротивление проводов:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_{2н}^2} - \sum R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} = \frac{30}{25} - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом.}$$

Таким образом, найдём минимально допустимое сечение кабеля (для расчета используется формула 1.1):

$$q = \rho \cdot \frac{L}{R_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 39,0}{1,096} = 0,623 \text{ мм}^2.$$

Исходя из полученного значения следует, что используемый кабель сечением 2,5 мм², для прокладки измерительных токовых цепей присоединения ввод 1Т 35кВ, удовлетворяет

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №.						Лист	
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата	<div style="text-align: center;">32110640565/620/2021.ИОС.1.6</div>					7
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

требованиям по допустимой вторичной нагрузке трансформаторов тока согласно ГОСТ 7746.

Расчёты для других присоединений производятся аналогичным образом, их результаты приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Результаты расчета сечения проводов измерительных цепей тока

№ канала учета	Канал учета	Тип материала кабеля	Минимально допустимое сечение соединительных проводов, мм ²	Сечение, мм ²	Длина кабеля, м	Заключение
1	2	3	4	5	6	7
1	Ввод 1Т 35кВ	медь	0.623	2,5	39	Удовлетворяет
2	Ввод 2Т 35кВ	медь	0.671	2,5	42	Удовлетворяет
3	ВЗ5 СР	медь	0.575	2,5	36	Удовлетворяет
4	ф.647 резерв	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
5	ф.645 резерв	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
6	ф.643 резерв	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
7	ф.641 резерв	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
8	В 6 Т-1	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
9	ф.637 ТП281 яч.1	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
10	ТСН-10кВ 1 с.ш.	медь	1.823	2,5	10	Удовлетворяет
11	ф.633 ТП19 яч.2	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
12	ф.631 ТП99 яч.3	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
13	ф.629 ТП1 яч.5	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
14	В 6 ДГК-1	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
15	В 6 УКРМ-1	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
16	ф.623 резерв	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
17	ф.619 РП1 яч.17	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
18	ф.617 ТП20 яч.2	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
19	ф.615 ТП287 яч.1	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
20	ф.613 РП2 яч.9	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
21	ф.611 ТП21 яч.4	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
22	ф.609 ТП86 яч.3	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
23	ф.607 РПЗ яч.13	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
24	ф.605 ТП144 яч.4	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
25	ф.603 ТП79 яч.7	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
26	ф.635 резерв	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
27	СВ-6	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
28	В 6 ДГК-2	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
29	В 6 УКРМ-2	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
30	В 6 Т-2	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
31	ф.612 ТП17 яч.3, ТП28 яч.2	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
32	ф.614 РП1 яч.14	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
33	ф.616 РПЗ яч.6	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
34	ф.618 Тп22 яч.2	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
35	ф.620 ТП153 яч.3/6	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
36	ф.622 ТП139 яч.1	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
37	ф.624 ТП1 Курзавод яч.1	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
38	ф.626 ТП28 яч.3	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
39	ф.628 ТП18 яч.3	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
40	ф.630 РП1, яч.4	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
41	ТСН-10кВ 2 с.ш.	медь	1.823	2,5	10	Удовлетворяет
42	ф.634 ТП99 яч.1	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
43	ф.636 ТП79 яч.8	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
44	ф.638 ТП36 яч.2, ТП321 яч.1	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
45	ф.640 ТП162 яч.2	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
46	ф.642 ТП144 яч.7	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
47	ф.644 резерв	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата	<div>32110640565/620/2021.ИОС.1.6</div>					Лист
										8
										Изм

№ канала учета	Канал учета	Тип материала кабеля	Минимально допустимое сечение соединительных проводов, мм ²	Сечение, мм ²	Длина кабеля, м	Заключение
1	2	3	4	5	6	7
48	ф.646 резерв	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
49	ф.648 резерв	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет
50	ф.632 резерв	медь	0.591	2,5	10	Удовлетворяет

В результате расчета и анализа полученных данных согласно ГОСТ 7746 по допустимой вторичной нагрузке трансформаторов тока установлено:

Существующие кабели вторичных измерительных токовых цепей на всех присоединениях соответствуют вышеперечисленным требованиям.

Инв. № подл.	Подпись и дата				Инв. № дубл.	Взам. инв. №.	Подпись и дата	Инв. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6	Лист
	9														

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ В ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ЦЕПЯХ

ОТ ТРАНСФОРМАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ ДО СЧЕТЧИКА

Потери напряжения во вторичных измерительных цепях напряжения (от ТН до счетчика) рассчитываются по формуле:

$$\Delta U = \frac{3S_{\text{приб.}} \cdot N \cdot L}{U_{\text{ном}} \gamma q}, \text{ В;} \quad (2.1)$$

где $S_{\text{приб.}}$ – потребляемая мощность измерительных приборов, установленных во вторичных измерительных цепях напряжения, ВА;

N – количество присоединений, подключенных к измерительным цепям;

L – длина провода, м;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, В;

γ – удельная проводимость материала проводника, м/Ом·мм²;

q – сечение провода, мм².

Согласно требованиям ПУЭ и Приложения 11.1 к «Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка» (п. 3.3.1.) падение напряжения во вторичных измерительных цепях (от ТН до счетчика) должно быть не более 0,25 %.

В таблице 2.1 указаны значения параметров, используемых для расчета.

Таблица 2.1 – Значения параметров

Наименование показателя	Значение
Удельная проводимость материала проводника для кабеля с медными жилами γ , м/Ом·мм ²	57
Удельная проводимость материала проводника для кабеля с алюминиевыми жилами γ , м/Ом·мм ²	35,7
Полная мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения счетчика СЭТ-4ТМ.03М, $S_{\text{ном}}$, ВА	1,0

Исходные данные для расчета приведены в таблице 2.2.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №.	Подпись и дата						Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6					10

Таблица 2.2 – Исходные данные для расчета потерь напряжения

№	Секция шин	Тип ма- териала кабеля	Уд. проводи- мость провод- ника (γ), м/Ом·мм ²	Сечение (q), мм ²	Длина ка- беля (L), м	Номинальное напряжение ($U_{ном}$), В	Мощность при- боров в изме- рительной цепи ($S_{проб.}$), ВА	Количество присоединений (N), шт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Ввод 1Т 35кВ	медь	57	2.5	4.4	100	1	2
2	Ввод 2Т 35кВ	медь	57	2.5	4.3	100	1	2
3	ВЗ5 СР	медь	57	2.5	4.4	100	1	2
4	ф.647 резерв	медь	57	2.5	11.3	100	1	22
5	ф.645 резерв	медь	57	2.5	9.1	100	1	22
6	ф.643 резерв	медь	57	2.5	8.3	100	1	22
7	ф.641 резерв	медь	57	2.5	7.7	100	1	22
8	В 6 Т-1	медь	57	2.5	7.1	100	1	22
9	ф.637 ТП281 яч.1	медь	57	2.5	6.5	100	1	22
10	ф.635 резерв	медь	57	2.5	5.9	100	1	22
11	ф.633 ТП19 яч.2	медь	57	2.5	5.1	100	1	22
12	ф.631 ТП99 яч.3	медь	57	2.5	4.7	100	1	22
13	ф.629 ТП1 яч.5	медь	57	2.5	4.1	100	1	22
14	В 6 ДГК-1	медь	57	2.5	3.5	100	1	22
15	В 6 УКРМ-1	медь	57	2.5	2.9	100	1	22
16	ф.623 резерв	медь	57	2.5	2.3	100	1	22
17	ф.619 РП1 яч.17	медь	57	2.5	2.3	100	1	22
18	ф.617 ТП20 яч.2	медь	57	2.5	2.9	100	1	22
19	ф.615 ТП287 яч.1	медь	57	2.5	3.5	100	1	22
20	ф.613 РП2 яч.9	медь	57	2.5	4.1	100	1	22
21	ф.611 ТП21 яч.4	медь	57	2.5	4.7	100	1	22
22	ф.609 ТП86 яч.3	медь	57	2.5	5.3	100	1	22
23	ф.607 РП3 яч.13	медь	57	2.5	5.9	100	1	22
24	ф.605 ТП144 яч.4	медь	57	2.5	6.5	100	1	22
25	ф.603 ТП79 яч.7	медь	57	2.5	7.1	100	1	22
26	СВ-6	медь	57	2.5	5.6	100	1	23
27	В 6 ДГК-2	медь	57	2.5	4.7	100	1	23
28	В 6 УКРМ-2	медь	57	2.5	4.1	100	1	23
29	В 6 Т-2	медь	57	2.5	3.5	100	1	23
30	ф.612 ТП17 яч.3, ТП28 яч.2	медь	57	2.5	3.5	100	1	23
31	ф.614 РП1 яч.14	медь	57	2.5	4.1	100	1	23
32	ф.616 РП3 яч.6	медь	57	2.5	4.9	100	1	23
33	ф.618 Тп22 яч.2	медь	57	2.5	5.7	100	1	23
34	ф.620 ТП153 яч.3/6	медь	57	2.5	6.5	100	1	23
35	ф.622 ТП139 яч.1	медь	57	2.5	7.1	100	1	23
36	ф.624 ТП1 Курза- вод яч.1	медь	57	2.5	7.7	100	1	23
37	ф.626 ТП28 яч.3	медь	57	2.5	8.3	100	1	23
38	ф.628 ТП18 яч.3	медь	57	2.5	8.9	100	1	23
39	ф.630 РП1, яч.4	медь	57	2.5	9.5	100	1	23
40	ф.632 резерв	медь	57	2.5	10.1	100	1	23
41	ф.634 ТП99 яч.1	медь	57	2.5	10.7	100	1	23
42	ф.636 ТП79 яч.8	медь	57	2.5	11.3	100	1	23
43	ф.638 ТП36 яч.2, ТП321 яч.1	медь	57	2.5	11.9	100	1	23
44	ф.640 ТП162 яч.2	медь	57	2.5	12.5	100	1	23
45	ф.642 ТП144 яч.7	медь	57	2.5	13.1	100	1	23
46	ф.644 резерв	медь	57	2.5	13.7	100	1	23
47	ф.646 резерв	медь	57	2.5	14.3	100	1	23
48	ф.648 резерв	медь	57	2.5	14.9	100	1	23

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6	Лист
						11

Расчет потерь измерительных цепей напряжения

Производим расчет потерь напряжения в измерительных цепях ввода 1Т 35кВ по формуле (2.1). Для расчета используем исходные данные, приведенные в таблице 2.2, а так же значения показателей, приведенные в таблице 2.1.

$S_{\text{приб}}$ – потребляемая мощность счётчика составляет 1,0 ВА.

Найдём потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{3 S_{\text{приб}} \cdot N \cdot L}{U_{\text{ном}} \cdot \gamma \cdot q} = \frac{3 \cdot 1,0 \cdot 2 \cdot 44}{100 \cdot 57 \cdot 2,5} = 0,019 \text{ В.}$$

Выражаем потери напряжения во вторичных измерительных цепях в процентах от номинального напряжения:

$$\Delta U_{\%} = \frac{100 \% \cdot \Delta U}{U_{\text{ном}}} \quad (2.2)$$

При $U_{\text{ном}}=100$ В получим:

$$\Delta U_{\%} = 100 \cdot \frac{0,019}{100} = 0,019 \%$$

Исходя из полученного значения падения напряжения во вторичных измерительных цепях ($\Delta U_{\%}=0,019 \%$) следует, что кабель от трансформатора напряжения ввода 1Т 35кВ до счетчиков соответствует требованиям Приложения 11.1 к «Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка», т.к. потери напряжения в нем не превышают 0,25% от номинального значения.

Расчёты для других присоединений производятся аналогичным образом, их результаты приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчета потерь измерительных цепей напряжения.

№	Секция шин	Падение напряжения, %	Тип кабеля	Сечение (q), мм²	Длина кабеля (L), м	Минимально допустимое сечение кабеля с медными жилами, мм²	Заключение
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Ввод 1Т 35кВ	0.019	медь	2.5	44	–	Соответствует
2	Ввод 2Т 35кВ	0.018	медь	2.5	43	–	Соответствует
3	В35 СР	0.019	медь	2.5	44	–	Соответствует
4	ф.647 резерв	0.052	медь	2.5	11.3	–	Соответствует

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6					Лист
										12
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №.	Подпись и дата	5	ф.645 резерв	0.042	медь	2.5	9.1	-	Соответствует					
					6	ф.643 резерв	0.038	медь	2.5	8.3	-	Соответствует					
					7	ф.641 резерв	0.036	медь	2.5	7.7	-	Соответствует					
					8	В 6 Т-1	0.033	медь	2.5	7.1	-	Соответствует					
					9	ф.637 ТП281 яч.1	0.030	медь	2.5	6.5	-	Соответствует					
					10	ф.635 резерв	0.027	медь	2.5	5.9	-	Соответствует					
					11	ф.633 ТП19 яч.2	0.024	медь	2.5	5.1	-	Соответствует					
					12	ф.631 ТП99 яч.3	0.022	медь	2.5	4.7	-	Соответствует					
					13	ф.629 ТП1 яч.5	0.019	медь	2.5	4.1	-	Соответствует					
					14	В 6 ДГК-1	0.016	медь	2.5	3.5	-	Соответствует					
					15	В 6 УКРМ-1	0.013	медь	2.5	2.9	-	Соответствует					
					16	ф.623 резерв	0.011	медь	2.5	2.3	-	Соответствует					
					17	ф.619 РП1 яч.17	0.011	медь	2.5	2.3	-	Соответствует					
					18	ф.617 ТП20 яч.2	0.013	медь	2.5	2.9	-	Соответствует					
					19	ф.615 ТП287 яч.1	0.016	медь	2.5	3.5	-	Соответствует					
					20	ф.613 РП2 яч.9	0.019	медь	2.5	4.1	-	Соответствует					
					21	ф.611 ТП21 яч.4	0.022	медь	2.5	4.7	-	Соответствует					
					22	ф.609 ТП86 яч.3	0.025	медь	2.5	5.3	-	Соответствует					
					23	ф.607 РП3 яч.13	0.027	медь	2.5	5.9	-	Соответствует					
					24	ф.605 ТП144 яч.4	0.030	медь	2.5	6.5	-	Соответствует					
					25	ф.603 ТП79 яч.7	0.033	медь	2.5	7.1	-	Соответствует					
					26	СВ-6	0.027	медь	2.5	5.6	-	Соответствует					
					27	В 6 ДГК-2	0.023	медь	2.5	4.7	-	Соответствует					
					28	В 6 УКРМ-2	0.020	медь	2.5	4.1	-	Соответствует					
					29	В 6 Т-2	0.017	медь	2.5	3.5	-	Соответствует					
					30	ф.612 ТП17 яч.3, ТП28 яч.2	0.017	медь	2.5	3.5	-	Соответствует					
					31	ф.614 РП1 яч.14	0.020	медь	2.5	4.1	-	Соответствует					
					32	ф.616 РП3 яч.6	0.024	медь	2.5	4.9	-	Соответствует					
					33	ф.618 Тп22 яч.2	0.028	медь	2.5	5.7	-	Соответствует					
					34	ф.620 ТП153 яч.3/6	0.031	медь	2.5	6.5	-	Соответствует					
					35	ф.622 ТП139 яч.1	0.034	медь	2.5	7.1	-	Соответствует					
					36	ф.624 ТП1 Курзавод яч.1	0.037	медь	2.5	7.7	-	Соответствует					
					37	ф.626 ТП28 яч.3	0.040	медь	2.5	8.3	-	Соответствует					
					38	ф.628 ТП18 яч.3	0.043	медь	2.5	8.9	-	Соответствует					
					39	ф.630 РП1, яч.4	0.046	медь	2.5	9.5	-	Соответствует					
					40	ф.632 резерв	0.049	медь	2.5	10.1	-	Соответствует					
					41	ф.634 ТП99 яч.1	0.052	медь	2.5	10.7	-	Соответствует					
					42	ф.636 ТП79 яч.8	0.055	медь	2.5	11.3	-	Соответствует					
					43	ф.638 ТП36 яч.2, ТП321 яч.1	0.058	медь	2.5	11.9	-	Соответствует					
					44	ф.640 ТП162 яч.2	0.061	медь	2.5	12.5	-	Соответствует					
					45	ф.642 ТП144 яч.7	0.063	медь	2.5	13.1	-	Соответствует					
					46	ф.644 резерв	0.066	медь	2.5	13.7	-	Соответствует					
					47	ф.646 резерв	0.069	медь	2.5	14.3	-	Соответствует					
					48	ф.648 резерв	0.072	медь	2.5	14.9	-	Соответствует					
					Инв. № подл.	Подпись и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №.	Подпись и дата								
										Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6		
																	13

В результате расчета установлено:

Выбранные кабели от трансформаторов напряжения до счетчиков на всех присоединениях соответствуют требованиям Приложения 11.1 к «Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка» по потерям напряжения в измерительных цепях.

Инв. № подл.	Подпись и дата				Инв. № дубл.	Взам. инв. №.	Подпись и дата	Инв. № подл.	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6				Лист
									14

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАГРУЖЕННОСТИ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ПО КОЭФФИЦИЕНТУ ТРАНСФОРМАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА

Согласно п. 1.5.17 ПУЭ допускается применение трансформаторов тока, 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%.

Заключение о соответствии применяемых трансформаторов тока по загруженности присоединений приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Заключение о соответствии применяемых трансформаторов тока по загруженности присоединений.

№	Канал учета	Тип ТТ	$I_{ном},$ А	$I_{2ном},$ А	I_p макс, А	I_{2p} макс, %	I_p мин, А	$I_{2p},$ мин, %	Заключение
1	2	3	4	5	6	8	9	11	12
1	Ввод 1Т 35кВ	ТОЛ-СЭЩ-35	400	5	240	60	100	25	Удовлетворяет
2	Ввод 2Т 35кВ	ТОЛ-СЭЩ-35	400	5	240	60	100	25	Удовлетворяет
3	ВЗ5 СР	ТОЛ-СЭЩ-35	400	5	240	60	100	25	Удовлетворяет
4	ф.647 резерв	ТОЛ-10	300	5	0	0	0	0	-
5	ф.645 резерв	ТОЛ-10	300	5	0	0	0	0	-
6	ф.643 резерв	ТОЛ-10	300	5	0	0	0	0	-
7	ф.641 резерв	ТОЛ-10	300	5	0	0	0	0	-
8	В 6 Т-1	ТОЛ-10-М-4	2500	5	0	0	0	0	-
9	ф.637 ТП281 яч.1	ТОЛ-10	100	5	55	55	7	7	Удовлетворяет
10	ТСН-10кВ 1 с.ш.	ТШП-0,66	250	5	240	96	240	96	Удовлетворяет
11	ф.633 ТП19 яч.2	ТОЛ-10	300	5	220	73	45	15	Удовлетворяет
12	ф.631 ТП99 яч.3	ТОЛ-10	300	5	220	73	65	22	Удовлетворяет
13	ф.629 ТП1 яч.5	ТОЛ-10	600	5	400	67	90	15	Удовлетворяет
14	В 6 ДГК-1	ТОЛ-10	100	5	40	40	40	40	Удовлетворяет
15	В 6 УКРМ-1	ТОЛ-10	100	5	40	40	40	40	Удовлетворяет
16	ф.623 резерв	ТОЛ-10	200	5	0	0	0	0	-
17	ф.619 РП1 яч.17	ТОЛ-10	1000	5	800	80	180	18	Удовлетворяет
18	ф.617 ТП20 яч.2	ТОЛ-10	200	5	165	83	55	28	Удовлетворяет
19	ф.615 ТП287 яч.1	ТОЛ-10	100	5	55	55	5	5	Удовлетворяет
20	ф.613 РП2 яч.9	ТОЛ-10	600	5	600	100	110	18	Удовлетворяет
21	ф.611 ТП21 яч.4	ТОЛ-10	300	5	220	73	70	23	Удовлетворяет
22	ф.609 ТП86 яч.3	ТОЛ-10	300	5	165	55	60	20	Удовлетворяет
23	ф.607 РПЗ яч.13	ТОЛ-10	600	5	440	73	130	22	Удовлетворяет
24	ф.605 ТП14.4 яч.4	ТОЛ-10	400	5	400	100	40	10	Удовлетворяет
25	ф.603 ТП79 яч.7	ТОЛ-10	200	5	165	83	65	33	Удовлетворяет
26	ф.635 резерв	ТОЛ-10	300	5	0	0	0	0	-
27	СВ-6	ТОЛ-10-М-4	2500	5	0	0	0	0	-
28	В 6 ДГК-2	ТОЛ-10	100	5	40	40	40	40	Удовлетворяет
29	В 6 УКРМ-2	ТОЛ-10	100	5	40	40	40	40	Удовлетворяет
30	В 6 Т-2	ТОЛ-10-М-4	2500	5	0	0	0	0	-
31	ф.612 ТП17 яч.3, ТП28 яч.2	ТОЛ-10	300	5	220	73	65	22	Удовлетворяет
32	ф.614 РП1 яч.14	ТОЛ-10	1000	5	800	80	170	17	Удовлетворяет
33	ф.616 РПЗ яч.6	ТОЛ-10	400	5	400	100	90	23	Удовлетворяет
34	ф.618 Тп22 яч.2	ТОЛ-10	300	5	220	73	80	27	Удовлетворяет
35	ф.620 ТП153 яч.3/6	ТОЛ-10	600	5	400	67	60	10	Удовлетворяет
36	ф.622 ТП139 яч.1	ТОЛ-10	100	5	55	55	25	25	Удовлетворяет

Инв. № подл.	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата						Лист	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6					15

37	ф.624 ТП1 Курзавод яч.1	ТОЛ-10	200	5	55	28	20	10	Не удовлетворяет
38	ф.626 ТП28 яч3	ТОЛ-10	200	5	55	28	30	15	Не удовлетворяет
39	ф.628 ТП18 яч3	ТОЛ-10	300	5	220	73	70	23	Удовлетворяет
40	ф.630 РП1, яч.4	ТОЛ-10	600	5	600	100	170	28	Удовлетворяет
41	ТСН-10кВ 2 с.ш.	ТШП-0,66	250	5	240	96	240	96	Удовлетворяет
42	ф.634 ТП99 яч.1	ТОЛ-10	300	5	220	73	80	27	Удовлетворяет
43	ф.636 ТП79 яч.8	ТОЛ-10	200	5	165	83	70	35	Удовлетворяет
44	ф.638 ТП36 яч.2, ТП321 яч.1	ТОЛ-10	200	5	143	72	55	28	Удовлетворяет
45	ф.640 ТП162 яч.2	ТОЛ-10	300	5	220	73	70	23	Удовлетворяет
46	ф.642 ТП144 яч.7	ТОЛ-10	400	5	400	100	60	15	Удовлетворяет
47	ф.644 резерв	ТОЛ-10	200	5	0	0	0	0	-
48	ф.646 резерв	ТОЛ-10	300	5	0	0	0	0	-
49	ф.648 резерв	ТОЛ-10	600	5	0	0	0	0	-
50	ф.632 резерв	ТОЛ-10	300	5	0	0	0	0	-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата						Лист
										16
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6

4. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

В данном разделе производится обоснование применения измерительных трансформаторов тока:

Трансформаторы оценивают по следующим основным параметрам:

- 1) Вторичная нагрузка ТТ ($S_{ном}$, 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 4.1 (данные из ГОСТ 7746).

Таблица 4.1 – Пределы нагрузки трансформатора тока

Класс точности	Первичный ток, % от номинального	Пределы вторичной нагрузки, % от номинальной
0,1	5	25–100
	20	
	100–120	
0,2	5	
	20	
	100–120	
0,2S	1	
	5	
	20	
	100	
	120	
0,5	5	
	20	
	100–120	
0,5S	1	
	5	
	20	
	100	
	120	
1	5	
	20	
	100–120	
3	50–120	50–100
5		
10		

Расчетная вторичная нагрузка ТТ определяется по формуле:

$$S_{н.факт.} = I_{ном.2}^2 \cdot R_{расч.}$$

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

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата						Лист
										17
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6

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

$$R_{каб.} = \rho \frac{L}{S} - \text{для трёх трансформаторной схемы включения счётчика,}$$

$$R_{каб.} = \rho \frac{L\sqrt{3}}{S} - \text{для двух трансформаторной схемы включения счётчика.}$$

Произведем расчет вторичной нагрузки ТТ для присоединения ввод 1Т 35кВ

Т.к. используется трёх трансформаторная схема подключения счетчика, сопротивление кабеля рассчитывается по формуле для трёх трансформаторной схемы включения счётчика:

$$R_{каб.} = \frac{0,0175 \cdot 39}{2,5} = 0,273 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем нагрузку вторичных цепей ТТ:

$$R_{расч.} = 0,273 + 0,004 + 0,1 = 0,377 \text{ Ом.}$$

$$S_{н.факт.} = 25 \cdot 0,377 = 9,425 \text{ ВА.}$$

Расчет для остальных присоединений производится аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2. – Заключение о соответствии применяемых трансформаторов тока.

Исходные данные для обоснования применения трансформаторов тока приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Исходные данные для обоснования применения трансформаторов тока

Канал учета		Трансформатор тока								
№	Канал учета	Тип	К мм	Кл. м.	Мощность вторичной обмотки, ВА					
					Номинальная			Фактическая		
					А	В	С	А	В	С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Ввод 1Т 35кВ	ТОЛ-СЭЩ-35	400	0,5S	30	30	30	9.425	9.425	9.425
2	Ввод 2Т 35кВ	ТОЛ-СЭЩ-35	400	0,5S	30	30	30	9.950	9.950	9.950
3	В35 СР	ТОЛ-СЭЩ-35	400	0,5S	30	30	30	8.900	8.900	8.900
4	ф.647 резерв	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
5	ф.645 резерв	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
6	ф.643 резерв	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
7	ф.641 резерв	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
8	В 6 Т-1	ТОЛ-10-М-4	2500	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
9	ф.637 ТП281 яч.1	ТОЛ-10	100	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
10	ТСН-10кВ 1 с.ш.	ТШП-0,66	250	0,5S	5	5	5	4.494	4.494	4.494
11	ф.633 ТП19 яч2	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
12	ф.631 ТП99 яч3	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
13	ф.629 ТП1 яч5	ТОЛ-10	600	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
14	В 6 ДГК-1	ТОЛ-10	100	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
15	В 6 УКРМ-1	ТОЛ-10	100	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
16	ф.623 резерв	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
17	ф.619 РП1 яч17	ТОЛ-10	1000	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
18	ф.617 ТП20 яч.2	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6					Лист
										18
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	

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

Канал учета		Трансформатор тока								
№	Канал учета	Тип	К мм	Кл. м.	Мощность вторичной обмотки, ВА					
					Номинальная			Фактическая		
					А	В	С	А	В	С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
19	ф.615 ТП287 яч.1	ТОЛ-10	100	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
20	ф.613 РП2 яч9	ТОЛ-10	600	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
21	ф.611 ТП21 яч4	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
22	ф.609 ТП86 яч.3	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
23	ф.607 РП3 яч13	ТОЛ-10	600	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
24	ф.605 ТП144 яч.4	ТОЛ-10	400	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
25	ф.603 ТП79 яч7	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
26	ф.635 резерв	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
27	СВ-6	ТОЛ-10-М-4	2500	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
28	В 6 ДГК-2	ТОЛ-10	100	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
29	В 6 УКРМ-2	ТОЛ-10	100	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
30	В 6 Т-2	ТОЛ-10-М-4	2500	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
31	ф.612 ТП17 яч3, ТП28 яч.2	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
32	ф.614 РП1 яч14	ТОЛ-10	1000	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
33	ф.616 РП3 яч6	ТОЛ-10	400	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
34	ф.618 Тп22 яч2	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
35	ф.620 ТП153 яч3/6	ТОЛ-10	600	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
36	ф.622 ТП139 яч1	ТОЛ-10	100	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
37	ф.624 ТП1 Курзавод яч.1	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
38	ф.626 ТП28 яч3	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
39	ф.628 ТП18 яч3	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
40	ф.630 РП1, яч.4	ТОЛ-10	600	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
41	ТСН-10кВ 2 с.ш.	ТШП-0,66	250	0,5S	5	5	5	4.494	4.494	4.494
42	ф.634 ТП99 яч.1	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
43	ф.636 ТП79 яч.8	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
44	ф.638 ТП36 яч.2, ТП321 яч.1	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
45	ф.640 ТП162 яч.2	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
46	ф.642 ТП144 яч.7	ТОЛ-10	400	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
47	ф.644 резерв	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
48	ф.646 резерв	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
49	ф.648 резерв	ТОЛ-10	600	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631
50	ф.632 резерв	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631

Согласно ГОСТ 7746 для трансформаторов тока классов точности 0,5S предел вторичной нагрузки в процентах от номинальной должен составлять: 25 – 100% (см. таблицу 4.1).

Согласно ГОСТ 7746 на трансформаторы тока с номинальной вторичной нагрузкой до 10 В·А нижний предел вторичных нагрузок установлен в соответствии с таблицей 3:

Таблица 4.3

Sn.ном (В·А)	1	2	2,5	3	5	10
Sn.мин (В·А)	0,8	1,25	1,5	1,75	3,75	3,75

Заключение о соответствии трансформаторов тока по нагрузке и по классу точности приведены в таблице 4.4.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6	Лист
						19

Таблица 4.4 – Заключение о соответствии применяемых трансформаторов тока

№	Канал учета	Тип ТТ	К м.м.	Кл.м	Мощность вторичной обмотки, ВА						Фактическая вторичная нагрузка, % от номинальной			Заключение
					Ном.			Факт.						
					А	В	С	А	В	С	А	В	С	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Ввод 1Т 35кВ	ТОЛ-СЭЩ-35	400	0,5S	30	30	30	9.425	9.425	9.425	31.417	31.417	31.417	Соответствует
2	Ввод 2Т 35кВ	ТОЛ-СЭЩ-35	400	0,5S	30	30	30	9.950	9.950	9.950	33.167	33.167	33.167	Соответствует
3	В35 СР	ТОЛ-СЭЩ-35	400	0,5S	30	30	30	8.900	8.900	8.900	29.667	29.667	29.667	Соответствует
4	ф.647 резерв	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
5	ф.645 резерв	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
6	ф.643 резерв	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
7	ф.641 резерв	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
8	В 6 Т-1	ТОЛ-10-М-4	2500	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
9	ф.637 ТП281 яч.1	ТОЛ-10	100	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
10	ТСН-10кВ 1 с.ш.	ТШП-0,66	250	0,5S	5	5	5	4.494	4.494	4.494	89.888	89.888	89.888	Соответствует
11	ф.633 ТП19 яч2	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
12	ф.631 ТП99 яч3	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
13	ф.629 ТП1 яч5	ТОЛ-10	600	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
14	В 6 ДГК-1	ТОЛ-10	100	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
15	В 6 УКРМ-1	ТОЛ-10	100	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
16	ф.623 резерв	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
17	ф.619 РП1 яч17	ТОЛ-10	1000	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
18	ф.617 ТП20 яч.2	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
19	ф.615 ТП287 яч.1	ТОЛ-10	100	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
20	ф.613 РП2 яч9	ТОЛ-10	600	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
21	ф.611 ТП21 яч4	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
22	ф.609 ТП86 яч.3	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
23	ф.607 РП3 яч13	ТОЛ-10	600	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
24	ф.605 ТП144 яч.4	ТОЛ-10	400	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
25	ф.603 ТП79 яч7	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
26	ф.635 резерв	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
27	СВ-6	ТОЛ-10-М-4	2500	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
28	В 6 ДГК-2	ТОЛ-10	100	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
29	В 6 УКРМ-2	ТОЛ-10	100	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
30	В 6 Т-2	ТОЛ-10-М-4	2500	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
31	ф.612 ТП17 яч3, ТП28 яч.2	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует

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

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	32110640565/620/2021.ИОС.1.6									Лист
														20

№	Канал учета	Тип ТТ	К м.м.	Кл.м	Мощность вторичной обмотки, ВА						Фактическая вторичная нагрузка, % от номинальной			Заключение
					Ном.			Факт.			А	В	С	
					А	В	С	А	В	С				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
32	ф.614 РП1 яч14	ТОЛ-10	1000	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
33	ф.616 РПЗ яч6	ТОЛ-10	400	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
34	ф.618 Тп22 яч2	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
35	ф.620 ТП153 яч3/6	ТОЛ-10	600	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
36	ф.622 ТП139 яч1	ТОЛ-10	100	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
37	ф.624 ТП1 Кур-завод яч.1	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
38	ф.626 ТП28 яч3	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
39	ф.628 ТП18 яч3	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
40	ф.630 РП1, яч.4	ТОЛ-10	600	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
41	ТСН-10кВ 2 с.ш.	ТШП-0,66	250	0,5S	5	5	5	4.494	4.494	4.494	89.888	89.888	89.888	Соответствует
42	ф.634 ТП99 яч.1	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
43	ф.636 ТП79 яч.8	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
44	ф.638 ТП36 яч.2, ТП321 яч.1	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
45	ф.640 ТП162 яч.2	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
46	ф.642 ТП144 яч.7	ТОЛ-10	400	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
47	ф.644 резерв	ТОЛ-10	200	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
48	ф.646 резерв	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
49	ф.648 резерв	ТОЛ-10	600	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует
50	ф.632 резерв	ТОЛ-10	300	0,5S	10	10	10	5.631	5.631	5.631	56.310	56.310	56.310	Соответствует

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №.

Подпись и дата

Инв. № подл.

5. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

В данном разделе производится обоснование применения измерительных трансформаторов напряжения.

Класс точности измерительных трансформаторов напряжения для присоединения расчетных счетчиков электроэнергии должен быть не хуже 0,5.

Согласно п. 6.15.1 ГОСТ 1983 предел вторичной нагрузки ТН должен находиться в диапазоне

Изм

Лист

№ докум.

Подп.

Дата

32110640565/620/2021.ИОС.1.6

Лист

21

$$\text{от: } 0,25 S_{\text{ном}} \left(\frac{U_1}{U_{1\text{ном}}} \right)^2 \text{ до: } S_{\text{ном}} \left(\frac{U_1}{U_{1\text{ном}}} \right)^2 ; \quad (5.1)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора в данном классе точности, ВА;

$U_{1\text{ном}}$ – номинальное значение первичного напряжения трансформатора, В

U_1 – значение первичного напряжения, подведенного к трансформатору, В.

Фактическая мощность определяется как сумма мощностей потребляемых измерительными приборами, сопротивлением проводов и контактов.

Исходные данные для обоснования приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные.

№ п/п	Секция шин	Тип трансформатора	Кл. точн. ТН	Напряжение номинальное, $U_{1\text{ном}}$, кВ	Напряжение, кВ		Мощность вторичной обмотки, ВА					
					мин. $U_{1\text{мин}}$	макс. $U_{1\text{макс}}$	Номинальная			Фактическая		
							А	В	С	А	В	С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ТН-35-1С	НАМИ-35	0,5	35	20	35	150	150	150	2.0017	2.0017	2.0017
2	ТН-35-2С	НАМИ-35	0,5	35	20	35	150	150	150	2.0017	2.0017	2.0017
3	ТН-6-1С	НАЛИ-6	0,5	6	4,6	7,2	100	100	100	22.153	22.153	22.153
4	ТН-6-2С	НАЛИ-6	0,5	6	4,6	7,2	100	100	100	23.427	23.427	23.427

Заключение о соответствии фактической мощности вторичной нагрузки трансформаторов приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты соответствия трансформаторов напряжения.

№ п/ п	Секция шин	Тип тр-ра	Кл. точн.	Мощность вторичной обмотки, ВА												Заключение
				Ном.			Минимально допустимая			Факт.			Максимально допустимая			
				A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	ТН-35-1С	НАМИ-35	0,5	150	150	150	37,5	37,5	37,5	2.0017	2.0017	2.0017	150	150	150	Не соответ- ствует
2	ТН-35-2С	НАМИ-35	0,5	150	150	150	37,5	37,5	37,5	2.0017	2.0017	2.0017	150	150	150	Не соответ- ствует
3	ТН-6-1С	НАЛИ-6	0,5	100	100	100	25	25	25	22.153	22.153	22.153	100	100	100	Не соответ- ствует
4	ТН-6-2С	НАЛИ-6	0,5	100	100	100	25	25	25	23.427	23.427	23.427	100	100	100	Не соответ- ствует

32110640565/620/2021.ИОС.1.6

Лист

22

В результате проверки трансформаторов напряжения на соответствие требованиям ГОСТ 1983 по мощности вторичной нагрузки установлено:

Все трансформаторы напряжения не соответствует требованиям ГОСТ 1983 по мощности вторичной нагрузки. Необходима установка догрузочных резисторов, что бы мощность вторичной нагрузки находилась в пределах $50 \pm 10\%$. Расчет производим в соответствии с МИ 3023-2006.

Пример расчета догрузочных резисторов для ТН-35-1С:

$$R_{\text{догр}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{0.5S_{\text{номТН}} - S_{\text{факт}}}$$

где $R_{\text{догр}}$ – сопротивление догрузочного резистора, Ом;

$S_{\text{номТН}}$ – мощность вторичной обмотки тн, ВА;

$U_{\text{ном}}$ номинальное напряжение тн, В;

$S_{\text{факт.}}$ – фактическая мощность вторичных цепей.

$$R_{\text{догр}} = \frac{57,8^2}{0,5 \cdot 150 - 2.0017} = 45.77 \text{ Ом}$$

Для получения требуемого значения рассеиваемой мощности (80 В·А), используем резистор МР3021-Н-100/√3В-80ВА сопротивлением 42 Ом, устанавливаемых в каждую фазу.

№ п/ п	Секция шин	Тип тр-ра	Мощность вторичной обмотки, ВА						Сопротивление догру- зочного резистора, Ом			Рекомендуемый догрузочный рези- стор
			Ном.			Факт.						
			А	В	С	А	В	С	А	В	С	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5	ТН-35-1С	НАМИ-35	150	150	150	2.0017	2.0017	2.0017	45.77	45.77	45.77	МР3021-Н-100/√3В-80ВА на 42 Ом
6	ТН-35-2С	НАМИ-35	150	150	150	2.0017	2.0017	2.0017	45.77	45.77	45.77	МР3021-Н-100/√3В-80ВА на 42 Ом
7	ТН-6-1С	НАЛИ-6	100	100	100	22.153	22.153	22.153	119.97	119.97	119.97	МР3021-Н-100/√3В-30ВА на 112 Ом
8	ТН-6-2С	НАЛИ-6	100	100	100	23.427	23.427	23.427	125.72	125.72	125.72	МР3021-Н-100/√3В-30ВА на 112 Ом

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №.	Инв. № дубл.	Подпись и дата						Лист		
										32110640565/620/2021.ИОС.1.6		
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	23		