



**Общество с ограниченной ответственностью
«Томскэлектросетьпроект»**

Заказчик: АО «ИЭСК»

**«Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2
мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА
(прирост мощности 76 МВА)»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

**Подраздел 1. Система электроснабжения
Часть 4. Учёт электроэнергии**

Ю5-373-ИОС1.4

Том 5.1.4

Изм.	№ док.	Подп.	Дата



Общество с ограниченной ответственностью
«Томскэлектросетьпроект»

Заказчик: АО «ИЭСК»

«Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2
мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА
(прирост мощности 76 МВА)»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

**Подраздел 1. Система электроснабжения
Часть 4. Учёт электроэнергии**

Ю5-373-ИОС1.4

Том 5.1.4

Директор

О.Г. Агеенко






Главный инженер проекта

Д.В. Ершов

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Содержание

Введение	2
1 Общие положения.....	3
1.1 Описание системы в целом.....	3
1.2 Описание структуры проектируемой АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая.....	3
2 Основные технические решения	6
2.1 Организация учёта электроэнергии	6
2.2 Структура АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая.....	13
2.3 Средства и способы связи для информационного обмена между компонентами системы.	15
2.4 Решения по режимам функционирования системы	16
2.5 Решения по мониторингу и диагностированию работы системы.....	16
2.6 Решения по защите применяемых компонентов АСКУЭ	17
2.7 Решения по электропитанию компонентов АСКУЭ.....	19
2.8 Решения по организации эксплуатации оборудования АСКУЭ.....	19
2.9 Состав работ по реконструкции АСКУЭ.....	21
3 Техническое обеспечение АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая	22
3.1 Решения по организации системы обеспечения единого времени	22
4 Решения по информационному обеспечению.....	23
4.1 Состав информационного обеспечения.....	23
4.2 Организация информационного обеспечения.....	24
4.3 Организация внемашинной информации	24
4.4 Организация внутримашинной информации	24
4.5 Решения по лингвистическому обеспечению	25
5 Перечень оборудования и материалов АСКУЭ.....	27
5.1 Основное оборудование	27
5.2 Обоснование выбора комплекта ЗИП	28
6 Список использованных сокращений.....	29
Ссылочные нормативные документы	30
Таблица регистрации изменений.....	32

Взам. инв. №		Подп. и дата							
Инв. № подл.							Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ		
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	Текстовая часть		
	Разраб.	Тестов			21.04.26				
	Пров.	Нефедченко			21.04.26				
	Н. контр.	Артемова			21.04.26				
ГИП	Ершов			21.04.26					
							Стадия	Лист	Листов
							П	1	32
							 ООО «Томскэлектросетьпроект»		

Введение

Настоящий проект разрабатывается в рамках расширения ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА).

Заказчик – АО «ИЭСК». Вид работ – реконструкция.

Реконструируемая ПС 110 кВ Луговая расположена: Иркутская область, г. Шелехов, ул. Култукский тракт, д. 30.

Основанием для проектирования по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ Березовая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)» служат следующие документы:

- 1. Задание на разработку проектной и рабочей документации по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)»;
- 2. Инвестиционная программа АО «ИЭСК» на 2020-2024 гг.
- 3. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2024 - 2029 года утверждённая приказом Минэнерго России от 30.11.2023 № 1095.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
						Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист	
							2	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

1 Общие положения

При проектировании выполнены мероприятия, обеспечивающие современные требования к техническому и коммерческому учету электроэнергии (в соответствии с ПУЭ и типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении).

1.1 Описание системы в целом

Комплекс работ по организации автоматизированной информационно-измерительной системы контроля и учёта электроэнергии выполняется в соответствии с титулом «Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)».

Проектом предусматривается создание системы учёта электроэнергии на реконструируемых ячейках ОРУ-110 кВ и КРУ-10 кВ (1, 2, 3, 4 сек. шин 10 кВ). Работы предусматривается проводить во время второго пускового комплекса.

Полное наименование системы – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) ПС 110 кВ Луговая.

Сокращённое наименование: **АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая.**

Техническая политика в области автоматизации подстанций ЕНЭС ориентирована на создание современных интегрированных систем на базе микропроцессорных устройств и развитой информационно-вычислительной инфраструктуры.

Целью создания АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая является автоматическое измерение и учёт активной и реактивной электроэнергии и мощности с привязкой всех измерений электроэнергии и мощности к единому календарному времени; передача измерений в существующую автоматизированную систему учёта электроэнергии.

1.2 Описание структуры проектируемой АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая

Структура проектируемой системы учёта электроэнергии подстанции построена, как иерархическая распределённая система, работающая синхронно с технологическими процессами, оснащённая средствами сбора, обработки, регистрации, хранения и передачи информации. Иерархическая структура АСКУЭ представляет собой три уровня:

1-ый уровень АСКУЭ

Область информационно измерительных комплексов (ИИК). В (совокупность точек учёта) входят все точки учёта, задействованные в системе АСКУЭ. Данная область выполняет функцию проведения измерений.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							3

ИИК обеспечивает автоматическое проведение измерений во всех точках измерений. В его состав входят:

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

Перечень проектируемых измерительных комплексов приведён в таблице 2.1.2.

Установка проектируемых счетчиков электрической энергии предусматривается в шкафу учёта для присоединений 110 кВ, в КРУ-10 кВ в шкафах соответствующих ячеек, а также на вводах ЩСН-0,4 кВ.

Однолинейная схема подстанции с указанием проектируемых точек учёта представлена на чертеже Ю5-373-ИОС1.4.ГЧ лист 2.

2-ой уровень АСКУЭ

Уровень сбора и передачи данных. Данный уровень включает в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполняющих функцию консолидации информации. Они предназначены для накопления и обработки данных, поступающих с 1-го уровня, и передачи этой информации в автоматическом режиме на вышестоящие уровни АСКУЭ.

В состав 2-го уровня входят:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) с интерфейсами доступа к ИИК и ИВК;
- устройство автоматической синхронизации системного времени (УССВ);
- технические средства приёма-передачи данных.

Связь между проектируемыми счётчиками электрической энергии и УСПД предусматривается организовать при помощи промышленного интерфейса передачи данных RS-485.

Устанавливать оборудование второго уровня предполагается в новый шкаф учёта в здании ОПУ ПС 110 кВ Луговая.

Структурная схема системы учёта электроэнергии представлена на чертеже Ю5-373-ИОС1.4.ГЧ лист 3.

3-ий уровень АСКУЭ

Уровень серверов и АРМов. Данный уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс Центра сбора информации филиала АО «ИЭСК» Южные электрические сети.

Третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК) и выполняет функции сбора информации с ИИК системы и её обработку (автоматизированное рабочее место, компьютер предприятия).

Система обеспечения единого времени (СОЕВ), формируется на всех уровнях иерархии.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							4

Каналы связи до третьего уровня реализованы в следующем объёме:

Передача данных с уровня ИВКЭ на диспетчерский уровень ИВК осуществляется по следующим каналам связи: основного и резервного канала (ВОЛС) связи, при помощи технологии Ethernet.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ			

2 Основные технические решения

2.1 Организация учёта электроэнергии

2.1.1 Основные функции, выполняемые системой учёта

АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая обеспечивает выполнение следующих автоматизированных функций:

- измерение электроэнергии;
- архивирование данных по электроэнергии и средствам измерения;
- предоставление интерфейсов доступа к архивной информации;
- удалённое конфигурирование и настройка параметров элементов АСКУЭ ПС 110 кВ

Луговая;

- хранение данных об измеренных величинах в счетчике в течение не менее 35 дней;
- обеспечение защиты оборудования и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АСКУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АСКУЭ.

2.1.2 Проектные решения по расстановке на АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая точек учёта электроэнергии

В соответствии с принципиальной электрической схемой АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая и схемой распределения устройств ИТС по трансформаторам тока и напряжения настоящим проектом предусматривается установка на подстанции счётчиков электроэнергии в следующих точках учёта, указанных в таблице 2.1.2. Счетчики по новым присоединениям 110 кВ предусматривается разместить в шкафу учёта электроэнергии, по присоединениям 10 кВ счётчики будут размещаться в релейных отсеках соответствующих ячеек КРУ-10 кВ, а по присоединениям 0,4 кВ в вводных отсеках ЩСН.

Таблица 2.1.2 – Перечень точек учёта электроэнергии АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая

№	Наименование точки учёта	Класс точности счётчика	Ктт (А/А)	Класс точности обмоток ТТ	Ктн (кВ/кВ)	Класс точности обмоток ТН
ОРУ – 110 кВ						
1	ВЛ 110 кВ Шелехово - Луговая II цепь	0,2S/0,5	400/5	0,2S	110/0,1	0,2
2	ВЛ 110 кВ Шелехово - Луговая I цепь	0,2S/0,5	400/5	0,2S	110/0,1	0,2
Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ						Лист
						6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							
			№	Наименование точки учёта	Класс точности счётчика	Ктт (А/А)	Класс точности обмоток ТТ	Ктн (кВ/кВ)	Класс точности обмоток ТН
			КРУ – 10 кВ 1 секция шин						
			3	Ввод №1 10 кВ от Т-1 (яч. 111)	0,5S/1	3000/5	0,5S	10/0,1	0,5
			4	ТСН-1-10 (яч. 110)	0,5S/1	100/5	0,5S	10/0,1	0,5
			5	ЦРП-2 "Б" (яч. 109)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			6	Резерв (яч. 108)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			7	ШАТП-4 (ТП-75) (яч. 107)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			8	ЦРП-2 (яч. 106)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			9	ТП-5953п "А" (яч. 105)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			10	Резерв (яч. 104)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			11	Хлебозавод "Б" (яч. 103)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			12	Резерв (яч. 102)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			13	СВ-1-10 (яч. 101)	0,5S/1	3000/5	0,5S	10/0,1	0,5
			КРУ – 10 кВ 2 секция шин						
			14	ТП-5953 "Б" (яч. 202)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			15	КТПН-2266 (ГАЗС) (яч. 203)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			16	Хлебозавод "А" (яч. 204)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			17	4 м./р (яч. 205)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			18	Резерв (яч. 206)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			19	ТП-3726 (яч. 207)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			20	ТП-4048 (яч. 208)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			21	ТП-59 "Б" 1 м/р (яч. 209)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			22	Резерв (яч. 210)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			23	Ввод №2 10 кВ от Т-2 (яч. 212)	0,5S/1	3000/5	0,5S	10/0,1	0,5
			КРУ – 10 кВ 3 секция шин						
			24	Ввод №3 10 кВ от Т-1 (яч. 311)	0,5S/1	3000/5	0,5S	10/0,1	0,5
			25	Резерв (яч. 310)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			26	ТП-4182(яч. 309)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
			27	ТП-5953 "А" (яч. 308)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ									
Лист									
7									
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Взам. инв. №		46	Ввод №2		0,5S/1	300/5	0,5S		
		<div>2.1.3 Методика выбора и проверки трансформаторов тока</div> <div>Трансформаторы тока (ТТ) выбираются по номинальному напряжению, номинальным первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности, и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при коротких замыканиях.</div> <div>Номинальный первичный ток выбирается с учётом параметров основного оборудования, его перегрузочной способности и токов рабочего и форсированного режима линий, в которые</div>							
Подп. и дата								Лист	
		Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ							
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	8	

№	Наименование точки учёта	Класс точности счётчика	Ктт (А/А)	Класс точности обмоток ТТ	Ктн (кВ/кВ)	Класс точности обмоток ТН
28	ТП-23 (6432) (яч. 307)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
29	Резерв (яч. 306)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
30	Резерв (яч. 305)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
31	ООО "Русичи" (яч. 304)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
32	ТП-59 "А" 1 м/р (яч. 303)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
33	Резерв (яч. 302)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
34	СВ-2-10 (яч. 301)	0,5S/1	3000/5	0,5S	10/0,1	0,5
КРУ – 10 кВ 4 секция шин						
35	Резерв (яч. 402)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
36	Резерв (яч. 403)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
37	Резерв (яч. 404)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
38	ТП-51 4 м/р (яч. 405)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
39	Резерв (яч. 406)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
40	ТП-76 швейная фабрика (ВРУ-2) (яч. 407)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
41	Теплицы "А" (яч. 408)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
42	ЦРП-2 "А" (яч. 409)	0,5S/1	600/5	0,5S	10/0,1	0,5
43	ТСН-2-10 (яч. 410)	0,5S/1	100/5	0,5S	10/0,1	0,5
44	Ввод №4 10 кВ от Т-2 (яч. 412)	0,5S/1	3000/5	0,5S	10/0,1	0,5
45	Ввод №1	0,5S/1	300/5	0,5S		
46	Ввод №2	0,5S/1	300/5	0,5S		

2.1.3 Методика выбора и проверки трансформаторов тока

Трансформаторы тока (ТТ) выбираются по номинальному напряжению, номинальным первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности, и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при коротких замыканиях.

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

включаются ТТ.

Допускается применение ТТ с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке ТТ будет составлять не менее 40% номинального тока счётчика, а при минимальной рабочей нагрузке – не менее 5% (п. 1.5.17 ПУЭ).

Нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов, к которым присоединяются счётчики, не должна превышать номинальных значений.

Согласно ГОСТ 7746-2015 номинальная вторичная нагрузка $Z_{2н}$ – полное сопротивление внешней вторичной цепи ТТ, имеющей коэффициент мощности $\cos\varphi=0,8$, при котором гарантируется класс точности ТТ.

Выбранные ТТ проверяют на соответствие классу точности, сопоставляя расчётную нагрузку Z_2 с допустимой $Z_{2.доп}$. Определяют максимальную кратность $m_{расч.}$ и по кривым предельной кратности или по 10%-ным кривым находят $Z_{2.доп}$ с учётом сопротивления проводов, приборов и схемы их соединения.

Максимальная кратность вторичного тока n , которая может быть во вторичной обмотке при номинальной нагрузке $Z_{2н}$, соответствует максимальному вторичному току $I_{2max} = n \cdot I_{2н}$. По значению I_{2max} проверяют надёжность работы токовых защит и измерительных приборов при больших токах короткого замыкания.

В расчётах нагрузок вторичных цепей ТТ используются следующие параметры:

1. Кабель цепей измерения:

- тип;
- сечение F (мм²);
- удельное сопротивление ρ (Ом*мм²/м) ($\rho=0,0175$ для Cu);
- длина L (м).

2. Сопротивление проводов и кабелей в зависимости от схемы соединения ТТ рассчитывается по формуле:

- при включении электросчётчика и приборов на одну фазу:

$$R_{np} = (2L \cdot \rho) / F \text{ Ом; (2.1.3.1)}$$

- при включении электросчётчика и приборов на три фазы по схеме звезды:

$$R_{np} = (L \cdot \rho) / F \text{ Ом; (2.1.3.2)}$$

- при включении электросчётчика и приборов на две фазы по схеме неполной звезды:

$$R_{np} = (\sqrt{3} \cdot L \cdot \rho) / F \text{ Ом. (2.1.3.3)}$$

3. Сопротивление приборов рассчитывается по формуле:

$$R_{приб} = S_{приб} / I_{втор.ТТ}^2 \text{ Ом. (2.1.3.4)}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	вается по формуле:									
			- при включении электросчётчика и приборов на одну фазу: $R_{np} = (2L * \rho) / F$ Ом; (2.1.3.1)									
			- при включении электросчётчика и приборов на три фазы по схеме звезды: $R_{np} = (L * \rho) / F$ Ом; (2.1.3.2)									
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	- при включении электросчётчика и приборов на две фазы по схеме неполной звезды: $R_{np} = (\sqrt{3} * L * \rho) / F$ Ом. (2.1.3.3)						
						3. Сопротивление приборов рассчитывается по формуле:						
						$R_{приб} = S_{приб} / I^2_{втор.ТТ}$ Ом. (2.1.3.4)						
						Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ						Лист
												9

4. Расчетное переходное сопротивление контактов: $R_{перех} = 0,015$ Ом (при каждом дополнительно включенном приборе сопротивление контактов увеличивается на 0,005 Ом).

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

$$Z_{полн} = Z_2 = R_{np} + R_{приб} + R_{перех} \text{ Ом}; (2.1.3.5)$$

6. Активная мощность 3-фазной симметричной сети, измеряемая счётчиком, для 3-фазного 3-элементного четырёхпроводного счётчика, Вт:

$$P_{3ф} = \sqrt{3} * U_n * I_{\phi} * \cos \varphi, (2.1.3.6)$$

где $P_{3ф}$ - активная мощность 3-фазной сети, U_n - линейное напряжение; I_{ϕ} - ток фазы; $\cos \varphi$ - коэффициент мощности.

7. Наименьшее допустимое сечение проводов по условию погрешности, мм²

$$F = (L * \rho) / R_{np}. (2.1.3.7)$$

То же по условию механической прочности (п.3.4.4 ПУЭ, 6-ое изд.):

- медных 2,5 мм²;
- алюминиевых 4,0 мм².

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

$$S_{приб} = S / I^2, (2.1.3.8)$$

Где S - мощность, потребляемая реле или прибором при токе I , максимально загруженной фазы.

Вводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных целях коммерческого учёта, должны быть защищены от несанкционированного доступа.

Расчёт нагрузки вторичной обмотки измерительного трансформатора тока для цепей учёта электроэнергии по присоединениям 110 кВ.

Счётчики электрической энергии по присоединениям 110 кВ устанавливаются в шкафу учёта в здании ОПУ.

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.

Согласно ГОСТ 7746-2015 пределы допустимых погрешностей вторичных обмоток для измерения в рабочих условиях при установившемся режиме должны соответствовать неравенству:

$$0,25 * S_{2ТТ} < S_{2нагр} < S_{2ТТ}$$

Взам. инв. №		Счётчики электрической энергии по присоединениям 110 кВ устанавливаются в шкафу учёта в здании ОПУ.							
		Вторичная нагрузка ТТ ($S_{\text{ном}}$ ВА) - мощность его вторичной цепи при коэффициенте мощности $\cos\varphi_2 = 0,8$, при которой гарантируется установленный класс точности ТТ.							
Подп. и дата		Согласно ГОСТ 7746-2015 пределы допустимых погрешностей вторичных обмоток для измерения в рабочих условиях при установившемся режиме должны соответствовать неравенству:							
		$0,25 \cdot S_{2\text{ТТ}} < S_{2\text{нагр}} < S_{2\text{ТТ}}$							
Инв. № подл.								Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
									10
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Мощность вторичной нагрузки ТТ определяется по формуле:

$$S_{\text{ном}} = Z_{2\text{ном}} * I_{2\text{ном}}^2, \text{ где:}$$

$Z_{2\text{ном}}$ - сопротивление вторичной нагрузки ТТ;

$I_{2\text{ном}}$ - номинальный вторичный ток ТТ.

Полное сопротивление вторичной нагрузки в цепях ТТ равно:

$$Z_{2\text{ном}} = R_{\text{сч}} + R_{\text{конт.}} + R_{\text{монт.пров.}}, \text{ где:}$$

$$R_{\text{сч}} = \frac{S_{\text{пол.}}}{I^2} = \frac{0,1 \text{ ВА}}{5^2} = 0,004 \text{ Ом} - \text{сопротивление счётчика;}$$

$$R_{\text{конт.}} = 0,1 \text{ Ом} - \text{суммарное переходное сопротивление контактов.}$$

Сопротивление монтажного провода определяется по формуле:

$$R_{\text{монт.пров}} = R_0 * L, \text{ где:}$$

R_0 – электрическое сопротивление токопроводящих жил на длине 1 км при 20°C;

L – фактическая длина кабеля от трансформатора тока до шкафа счётчиков в ОПУ.

По условиям прочности согласно п.3.4.4 ПУЭ 6-ое изд. жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения для токовых цепей не менее 2,5 мм² (для меди).

Учитывая относительно небольшую длину измерительной цепи (в пределах 60 м), принимаем сечение жил медного кабеля 2,5 мм², для которого R_0 равно 7,41 Ом/км (справочник на электрические кабели, провода и шнуры, 5-ое изд.)

Номинальную мощность вторичной нагрузки обмотки класса точности 0,2S принимаем равной $S_{\text{ном}} = 30 \text{ ВА}$.

Проверяем требование ГОСТ 7746-2015 по нижнему пределу вторичной нагрузки $0,25*30 \text{ ВА} < S_{\text{нагр}} < 30 \text{ ВА}$:

Таблица 2.1.3. Расчёт нагрузки вторичных цепей ТТ 110 кВ

Точка учёта	L	Сечение кабеля	R_0	$R_{\text{монт.пров}}$	$Z_{2\text{ном}}$	$0,25*S_{\text{ном}}$	$S_{\text{нагр}}$	$S_{\text{ном}}$
ВЛ 110 кВ Шелехово - Луговая II цепь	50 м	2,5 мм ²	7,41 Ом/км	0,37 Ом	0,474	7,5	11,85	30
ВЛ 110 кВ Шелехово - Луговая I цепь	40 м	2,5 мм ²	7,41 Ом/км	0,3 Ом	0,404	7,5	10,1	30

Требование выполняется, установка догрузочных сопротивлений не нужно.

Расчёт нагрузки вторичной обмотки измерительного трансформатора тока в цепях учёта по присоединениям 10 кВ

Счётчики электрической энергии по присоединениям 10 кВ устанавливаются в КРУ-10 кВ в шкафах соответствующих ячеек.

Полное сопротивление вторичной нагрузки в цепях ТТ равно:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									11	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ

$Z_{2ном} = R_{сч} + R_{конт.} + R_{монт.пров.}$, где:

$$R_{сч} = \frac{S_{пол.}}{I^2} = \frac{0,1 \text{ ВА}}{5^2} = 0,004 \text{ Ом} - \text{сопротивление счётчика};$$

$R_{конт} = 0,1 \text{ Ом}$ – суммарное переходное сопротивление контактов.

Сопротивление монтажного провода определяется по формуле:

$$R_{монт.пров} = R_0 * L, \text{ где:}$$

$R_0 \text{ Ом/км}$ – электрическое сопротивление токопроводящих жил на длине 1 км при 20°C (справочник на электрические кабели, провода и шнуры 5-ое изд.);

L – фактическая длина кабеля от трансформатора тока до счётчика в ячейке КРУ-10 кВ.

$$L = 5 \text{ м} = 0,005 \text{ км}$$

Учитывая небольшую длину измерительной цепи (в пределах 5м), принимаем сечение жил медного кабеля 2,5 мм², для которых R_0 равно 7,41 Ом/км (справочник на электрические кабели, провода и шнуры, 5-ое изд.).

В связи с этим принятое сечение жил медного кабеля 2,5 мм², для которых R_0 равно 7,41 Ом/км (справочник на электрические кабели провода и шнуры, 5-ое изд.)

$$R_{монт.пров} = 7,41 * 0,005 = 0,037 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление вторичной нагрузки в цепях ТТ:

$$Z_{2ном} = 0,004 + 0,1 + 0,037 = 0,141 \text{ Ом}$$

Мощность вторичной нагрузки для ТТ с $I_{2ном} = 5 \text{ А}$

$$S_{ном} = 0,141 * 5^2 = 3,525 \text{ ВА.}$$

Номинальную мощность вторичной нагрузки обмотки класса точности 0,5S принимаем равной $S_{ном} = 5 \text{ ВА.}$

Проверяем требование ГОСТ 7746-2015 по нижнему пределу вторичной нагрузки.

$$0,25 * 5 \text{ ВА} < 3,525 \text{ ВА} < 5 \text{ ВА.}$$

$$1,25 \text{ ВА} < 3,525 \text{ ВА} < 5 \text{ ВА.}$$

Требование выполняется. В соответствии с МИ 3022-2006 и ГОСТ 7746-2015 установка догрузочных сопротивлений не требуется.

Расчёт нагрузки вторичной обмотки измерительного трансформатора тока в цепях учёта по присоединениям 0,4 кВ

Счётчики электрической энергии по присоединениям 0,4 кВ устанавливаются в ЩСН.

Полное сопротивление вторичной нагрузки в цепях ТТ равно:

$$Z_{2ном} = R_{сч} + R_{конт.} + R_{монт.пров.}, \text{ где:}$$

$$R_{сч} = \frac{S_{пол.}}{I^2} = \frac{0,1 \text{ ВА}}{5^2} = 0,004 \text{ Ом} - \text{сопротивление счётчика};$$

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							12

$R_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$ – суммарное переходное сопротивление контактов.

Сопротивление монтажного провода определяется по формуле:

$R_{\text{монт.пров}} = R_0 * L$, где:

$R_0 \text{ Ом/км}$ – электрическое сопротивление токопроводящих жил на длине 1 км при 20°C (справочник на электрические кабели, провода и шнуры 5-ое изд.);

L – фактическая длина кабеля от трансформатора тока до счётчика в ЩСН.

$L = 5 \text{ м} = 0,005 \text{ км}$

Учитывая небольшую длину измерительной цепи (в пределах 5м), принимаем сечение жил медного кабеля 2,5 мм², для которых R_0 равно 7,41 Ом/км (справочник на электрические кабели, провода и шнуры, 5-ое изд.).

В связи с этим принятое сечение жил медного кабеля 2,5 мм², для которых R_0 равно 7,41 Ом/км (справочник на электрические кабели провода и шнуры, 5-ое изд.)

$R_{\text{монт.пров}} = 7,41 * 0,005 = 0,037 \text{ Ом}$

Полное сопротивление вторичной нагрузки в цепях ТТ:

$Z_{2\text{ном}} = 0,004 + 0,1 + 0,037 = 0,141 \text{ Ом}$

Мощность вторичной нагрузки для ТТ с $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$

$S_{\text{ном}} = 0,141 * 5^2 = 3,525 \text{ ВА.}$

Номинальную мощность вторичной нагрузки обмотки класса точности 0,5S принимаем равной $S_{\text{ном}} = 5 \text{ ВА.}$

Проверяем требование ГОСТ 7746-2015 по нижнему пределу вторичной нагрузки.

$0,25 * 5 \text{ ВА} < 3,525 \text{ ВА} < 5 \text{ ВА.}$

$1,25 \text{ ВА} < 3,525 \text{ ВА} < 5 \text{ ВА.}$

Требование выполняется. В соответствии с МИ 3022-2006 и ГОСТ 7746-2015 установка догрузочных сопротивлений не требуется.

2.2 Структура АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая

АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая строится, как иерархическая распределённая система, работающая синхронно с технологическими процессами, оснащённая средствами сбора, обработки, регистрации, хранения и передачи информации.

Структурная схема интегрируемой системы автоматизированного учета электроэнергии представлена на чертеже № Ю5-373-ИОС1.4.ГЧ лист 4.

Верхним уровнем АСКУЭ являются с себя существующие сервера Центра сбора информации филиала АО «ИЭСК» Южные электрические сети. Сервера предназначены для сбора и обработки первичной информации и формирования базы данных АСКУЭ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							13

Средний уровень АСКУЭ включает в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполняющих функцию консолидации информации. Они предназначены для накопления и обработки данных, поступающих с 1-го уровня, и передачи этой информации в автоматическом режиме на вышестоящие уровни АСКУЭ.

Связь между счётчиками электрической энергии и УСПД предусматривается организовать при помощи промышленного интерфейса передачи данных RS-485.

Синхронизация времени приборов учёта производится через устройство синхронизации времени, встроенного в УСПД.

Устанавливается оборудование среднего уровня в новый шкаф учёта в новом здании ОПУ на первом этапе второго пускового комплекса ПС 110 кВ Луговая.

Нижний уровень АСКУЭ организован посредством счётчиков электроэнергии класса точности 0,2S/0,5, ТТ классом точности 0,2S и ТН классом точности 0,2 для присоединений 110 кВ, точности 0,5S/1, ТТ классом точности 0,5S и ТН классом точности 0,5 для присоединений 10 кВ и 0,4 кВ.

Электронные счётчики электрической энергии имеют цифровой интерфейс RS-485. Он служит для передачи информации на средний уровень в УСПД, также через него осуществляется синхронизация счётчиков единым общесистемным временем.

Счётчики имеют встроенные резервные источники питания на литиевых батареях; резервное питание от внешнего источника напряжением 220 В.

Установка проектируемых счетчиков электрической энергии предусматривается в шкафу учёта для присоединений 110 кВ, в КРУ-10 кВ в шкафах соответствующих ячеек, а также на вводах ЩСН-0,4 кВ.

Требования к счётчикам электрической энергии

Счётчики для учёта электроэнергии должны соответствовать следующим требованиям:

- ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,5S и 0,5»;
- обеспечения реверсивного учёта для ИИК;
- класс точности не хуже 0,5S;
- обеспечения возможности подключения резервного источника питания 220В и автоматического переключения на источник резервного питания при исчезновении основного питания;
- наличия энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	14

- наличия цифровых интерфейса RS-485 для передачи данных в АСКУЭ смежных субъектов;

- наличия энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже ± 5.0 секунды в сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ;

- наличия «Журнала событий», фиксирующего время и даты наступления событий;

В «Журнале событий» должны фиксироваться:

- попытки несанкционированного доступа;
- связи со счётчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- отклонения тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания;

- обеспечения защиты от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом обеспечивается на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);

- обеспечения автоматической самодиагностики с формированием обобщённого сигнала в «Журнале событий»:

- измерительного блока;
- вычислительного блока;
- таймера;
- блока питания;
- дисплея;
- блока памяти (подсчёт контрольной суммы).

2.3 Средства и способы связи для информационного обмена между компонентами системы

2.3.1 Организация каналов связи от счётчиков на верхний уровень

Каналы связи от счётчиков на верхний уровень предполагается организовать по ВОЛС через телекоммуникационное оборудование в помещении связи при помощи технологии Ethernet.

Передача информации со счётчика производится в цифровом виде по запросу с верхнего уровня. Запрос на выдачу информации о приращениях электроэнергии поступает автоматически с периодичностью 30 минут или в произвольное время по команде оператора.

Запрос на выдачу информации о журналах событий поступает автоматически с

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ					Лист
											15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата						

периодичностью один раз в сутки или в произвольное время по команде оператора.

Синхронизация времени приборов учёта производится через устройство синхронизации времени, находящиеся в шкафу учёта.

2.4 Решения по режимам функционирования системы

Технические средства обеспечивают функционирование круглосуточно в автоматическом режиме.

Предусмотрены следующие режимы работы:

- штатный режим функционирования (режим 1) - все компоненты системы исправны и работают (на все компоненты, предусматривающие питание, подается питание с необходимыми характеристиками; каналы связи работают с предусмотренными характеристиками и т.д.);

- аварийный режим (режим 2) – отдельные компоненты или часть компонентов вышла из строя, или вышла из строя часть каналов связи;

- поверочный режим (режим 3) – часть работающего (и нормально функционирующего) оборудования выводится на время из состава ИИК с целью поверки и при необходимости замены;

- режим модернизации (режим 4) – расширяется состав технических или программных средств, или производится их модернизация.

При любом из вышеуказанных режимов (1-4) работа не прекращается, т.е. выход из строя отдельных компонент системы не сказывается на работе других компонентов. При этом подразумеваются только те случаи, когда об аварийном состоянии компонента можно судить по его системе диагностики, или на компонент не подается предусмотренное питание.

При выходе из строя каналов связи (в режимах 2-4) первичная информация по коммерческому учету автоматически восстанавливается во всех компонентах системы после восстановления работоспособности каналов связи.

Для поверочного режима (режима – 3) должны быть предусмотрены механизмы замены счетчиков и измерительных трансформаторов.

При режиме модернизации (режим – 4) не должна останавливаться работа остальных компонент, если таковое не предусмотрено соответствующими инструкциями или требованиями техники безопасности.

2.5 Решения по мониторингу и диагностированию работы системы

Встроенные функции диагностирования имеют микропроцессорные технические средства системы. В качестве основ для диагностики используются журналы событий счетчиков

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							16

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							16

и промышленных контроллеров, имеющие интерфейс цифрового обмена информации.

2.6 Решения по защите применяемых компонентов АСКУЭ

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

2.6.1 Решения по защите технических средств АСКУЭ

Требования к защите информации на этапе хранения

Система защиты базы данных должна обеспечить бесперебойность работы базы данных и эффективное противодействие намеренным и ненамеренным деструктивным воздействиям. На этапе хранения информации рекомендуется использовать следующие механизмы обеспечения информационной безопасности:

- сопровождение пользователей;
- использование различных видов привилегий;
- сопровождение паролей;
- использование меток безопасности;
- аудит системы;
- шифрование данных в базе данных (при необходимости).

Требования к защите информации при информационном обмене

Для организации защиты данных при обмене рекомендуется использовать специальные дополнительные средства защиты (межсетевые экраны, средства шифрования трафика, VPN, антивирусные, проверки передаваемых данных, обеспечения доверенной информационной среды).

Для защиты от несанкционированного доступа внутренних клиентов к информации, хранимой и обрабатываемой информации, должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- каждому пользователю, которому по должностным обязанностям необходим доступ к информационной системе, должна быть назначена уникальная «учетная запись пользователя»;
- каждый пользователь информационной системы обязан установить и регулярно модифицировать пароль доступа к информационной системе;
- для каждого пользователя должны определяться права доступа к тем или иным ресурсам информационной системы.

Для защиты от несанкционированного доступа внешних клиентов к информации, хранимой и обрабатываемой информационной системой, необходимо выполнять следующие требования:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- каждому внешнему клиенту информационной системы должна быть назначена уникальная «учетная запись пользователя»;
- каждому внешнему клиенту должен быть назначен пароль доступа, который подтверждает права на использование информации под данной учетной записью;
- для каждого внешнего клиента информационной системы должны определяться права доступа к тем или иным ресурсам информационной системы;
- для обеспечения защиты от внешнего несанкционированного доступа необходимо использовать следующие возможности:
 - определение набора IP адресов внешних клиентов, которые имеют право пользования данными и службами информационной системы, в случае если внешние клиенты имеют выделенный IP адрес в глобальной сети Интернета;
 - определение графика доступа к ресурсам информационной системы;
 - определение протокола для связи внешних клиентов с информационной системой;
 - определение правил протоколов, которые позволяют внешним клиентам получать доступ к ресурсам информационной системы только с определенных IP адресов, только по определенному протоколу и в соответствии с определенным графиком доступа;
 - определение фильтров приложений, IP-пакетов;
 - службы, предоставляющие доступ к данным информационной системы, должны проверять права внешних пользователей;
 - формирование журналов.

2.6.2 Решения по защите от влияния внешних воздействий

На подстанции в процессе коммутации электрооборудования, коротких замыканиях, грозовых перенапряжениях, при коммутациях различных катушек соленоидов, контакторов, реле, при работе радиопередатчиков, включении усилителей поисковой связи и др., возникают сильные электромагнитные поля. Воздействуя на вторичные цепи, эти поля возбуждают в них импульсные помехи с высоким уровнем напряжения и токов, которые, попадая в устройства АИИС, могут приводить к повреждению этих устройств или вызывать их неправильную работу.

Для снижения уровня помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений, в соответствии с «Методическими указаниями по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех» (РД 34.20.116-93), проектом предусматривается применение в качестве информационного кабеля, для передачи данных от счётчиков, экранированного кабеля. Для обеспечения выполнения требований по пожарной безопасности кабеля измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения выбираются с изоляцией из материалов, не распространяющих горение.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>пульсные помехи с высоким уровнем напряжения и токов, которые, попадая в устройства АИИС, могут приводить к повреждению этих устройств или вызывать их неправильную работу.</p> <p>Для снижения уровня помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений, в соответствии с «Методическими указаниями по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех» (РД 34.20.116-93), проектом предусматривается применение в качестве информационного кабеля, для передачи данных от счётчиков, экранированного кабеля. Для обеспечения выполнения требований по пожарной безопасности кабеля измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения выбираются с изоляцией из материалов, не распространяющих горение.</p>							
									Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
										18
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

2.7 Решения по электропитанию компонентов АСКУЭ

Организация электропитания компонентов АСКУЭ формируется в соответствии с документом СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» и РМ4-4-85 «Системы автоматизации технологических процессов. Проектирование систем электропитания» Пособие к ВСН 205-84/ММСС СССР. Электропитание всех устройств ПТК должно производиться от двух независимых источников или от собственных источников (модулей) электропитания, получающих энергию от электросети подстанции.

Первичными независимыми источниками электропитания ПТК компонентов АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая должны являться разные секции системы СН переменного тока с напряжением ~380/220В.

Для сети собственных нужд переменного тока необходимо использовать сеть напряжением ~380/220 В с глухозаземлённой нейтралью.

Для повышения надёжности электроснабжения оборудования АСКУЭ предусматривается установка в проектируемом шкафу учёта источника бесперебойного питания (ИБП).

Технические средства должны сохранять работоспособность при:

- независимых или одновременных изменениях напряжения сетей переменного и постоянного тока на $\pm 25\%$ длительностью до 100 мс при электропитании ПТК от сети переменного тока;
- при длительных перерывах электропитания в одной из двух сетей переменного тока при электропитании ПТК от двух сетей переменного тока.

Устройства ПТК должны иметь защиту от подачи напряжения постоянного тока обратной полярности. Устройства ПТК не должны повреждаться или ложно срабатывать при подключении и (или) отключении одной из двух сетей первичного электропитания.

Для цепей питания должен использоваться трёхжильный кабель, где третья жила должна использоваться в качестве защитного нулевого проводника.

По правилам техники безопасности обязательно обеспечить заземление всего оборудования, относящегося к устройствам сбора, обработки и передачи информации.

2.8 Решения по организации эксплуатации оборудования АСКУЭ

2.8.1 Техническое обслуживание и ремонт оборудования АСКУЭ

Оперативным персоналом для первичных средств учёта и вторичных цепей должны производиться следующие ремонтно-профилактические работы и мероприятия:

- а) ежедневно:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							19

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

- проверка на следы утечки масла в ТН;

- осмотр знаков визуального контроля на предмет механических повреждений

б) ежемесячно:

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

Обо всех выполненных мероприятиях делается запись в оперативном журнале. Оперативному персоналу разрешается снимать пломбы с ящиков зажимов ТТ, ТН и счётчиков в следующих случаях:

- возникновение пожара;

- возникновение неисправностей в цепях управления;

- возникновение неисправностей в токовых цепях;

- возникновение неисправностей в цепях ТН.

При срыве пломбы оперативный персонал предприятия должен незамедлительно поставить в известность руководство с записью в оперативном журнале.

Оперативным персоналом, серверного и коммуникационного оборудования, должны проводиться ремонтно-профилактические работы и мероприятия, которые регламентированы Постановлением №28 от 23 июля 1998г. «Об утверждении межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств» с использованием фирменных инструментов и расходных материалов.

Ежедневная профилактика должна включать в себя:

- внешний осмотр серверного шкафа, а также остального оборудования с целью выявления их комплектности, отсутствия внешних механических повреждений и влаги, отсутствия отсоединённых или не полностью присоединённых электрических кабелей и шнуров, отсутствия увеличения уровня шума;

- проверка журналов событий систем сбора и обработки коммерческой информации на предмет отказов оборудования в процессе выполнения возложенных на него задач.

Полугодовое обслуживание должно включать ежедневное обслуживание, а также следующие работы:

- очистка от пыли и грязи внутренних объёмов серверного шкафа;

- для ИБП, находящихся в горячем резерве, производить зарядку батарей.

Текущий ремонт должен включать в себя ежедневное и полугодовое обслуживание, а также следующие работы:

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист		
										Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	20
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

- проведение диагностики и локализация неисправности устройств;
- полное тестирование и выявление неисправных устройств;
- ремонт устройств с заменой неисправных элементов и последующей регулировкой.

При обнаружении неисправностей в процессе ремонтно-профилактических работ необходимо силами специалистов провести идентификацию и локализацию неисправностей, а затем выполнить ремонт. Ремонт должен осуществляться путём замены неисправных устройств на исправные из состава ЗИП.

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

Обо всех обнаруженных повреждениях, недостатках и возникших в процессе эксплуатации аварийных ситуациях, влияющих на полноту и достоверность коммерческой информации, персонал незамедлительно должен ставить в известность руководство и совместно с ним принимать решение по устранению выявленных недостатков, руководствуясь эксплуатационной и технической информацией.

2.8.2 Проведение монтажных и пуско-наладочных работ

Проведение монтажных и пуско-наладочных работ выполняется в соответствии с требованиями ПОТУЭ (Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок) Утверждение Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 №328н.

2.9 Состав работ по реконструкции АСКУЭ

В состав работ по реконструкции системы АСКУЭ входит:

1. Разработка проектной и рабочей документации.
2. Монтажные и пуско-наладочные работы.
3. Оформление паспортов-протоколов измерительных каналов.
4. Калибровка и поверка реконструируемых измерительных каналов.
5. Проведение испытаний и ввод в эксплуатацию реконструируемых измерительных каналов в составе АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая.
6. Внесение изменений и дополнений в методику выполнения измерений электроэнергии для реконструируемых каналов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ				

3 Техническое обеспечение АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая

Все средства измерений, входящие в состав АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счётчики электроэнергии) внесены в Госреестр средств измерений, имеют действующее свидетельство о поверке и допущенных к применению в Российской Федерации.

3.1 Решения по организации системы обеспечения единого времени

Информация об электроэнергии и мощности, получаемая в АСКУЭ, привязана к единому календарному времени в целях обеспечения совпадения временных интервалов (срезов) измеряемых и вычисляемых данных во всех средствах сбора и обработки информации.

АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая предусматривает схему синхронизацию времени приборов учёта через устройство синхронизации времени, установленного в шкафу учёта в ОПУ.

Цифровые интерфейсы позволяют синхронизироваться счетчикам и обеспечивать ведение даты и времени в пределах 5-и секунд в сутки, не более.

Таким образом, решения по синхронизации времени создаваемой АСКУЭ отвечают «Приложению 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							22
Индв. № подл.		Подп. и дата		Взам. инв. №			

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

Информационное обеспечение позволяет осуществить:

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

4.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение состоит из:

- 1) документов:
 - регламентирующих работу АСКУЭ;
 - регламентирующих работу обслуживающего персонала АСКУЭ;
- 2) методик и нормативов, в соответствии с которыми выполняются те или иные действия в процессе работы системы;
- 3) информации, которая образуется в процессе функционирования АСКУЭ:
 - измеренные величины;

						Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- техническая и технологическая информация;
- информация для сторонних АСКУЭ;
- отчётная и диагностическая информация.

4.2 Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение делится на немашинное и внутримашинное. Организация информационного обеспечения АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая показана на рисунке 1.



Рисунок 1. Организация информационного обеспечения АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая.

4.3 Организация немашинной информации

Немашинная 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 модернизации и ввода в действие системы.

4.4 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информация предназначена для обеспечения функционирования АСКУЭ и выполнения всех возложенных на неё функций. Внутримашинная информация состоит из

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							24

индивидуальных файлов данных (программ) и единого информационного массива данных систем (базы данных АСКУЭ).

Программы, использованные в АСКУЭ (для программирования счётчиков), находятся на «жёстких» дисках АРМов диспетчеров.

База данных АСКУЭ находится на «жёстком» диске серверов существующей автоматизированной системы диспетчерского управления и контроля Сибирского химического комбината.

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

База данных АСКУЭ должна обеспечивать хранение всей информации системы:

- первичных и расчётных данных;
- диагностической информации;
- описание коммуникаций;
- описание электрических схем;
- описание расчётных схем.

4.5 Решения по лингвистическому обеспечению

Лингвистическое обеспечение системы представляет собой совокупность средств и правил, используемых в технической документации и программных средствах, общении пользователей и эксплуатационного персонала с комплексом средств ПТК при разработке, монтаже и эксплуатации системы.

Применяемая в программных средствах АСКУЭ документация на программные и технические средства, терминология разработана на русском языке и рассчитана на специалиста с квалификацией инженера-электрика (электрика). Языковые средства, используемые в программных средствах, рассчитаны на специалиста, не имеющего квалификацию инженера-программиста.

Диагностические сообщения в АСКУЭ ПС 110 кВ Луговая, сообщения о несанкционированных действиях пользователей, а также сообщения при запуске, решении задач специального программного обеспечения, и при работе пользователей с информационным обеспечением унифицированы.

Лингвистическое обеспечение позволяет осуществлять:

- а) текстовый и графический способы общения пользователей со средствами автоматизации;
- б) диалоговый режим общения пользователей со средствами автоматизации с возможно-

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

- стью проектирования диалогов «Пользователь-ЭВМ»;
- в) защиту от ошибок и некорректных действий пользователей;
 - г) формирование запросов с АРМ и запуск информационных и расчетных задач.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								Лист
										26
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	

5 Перечень оборудования и материалов АСКУЭ

5.1 Основное оборудование

Перечень основного оборудования, кабельной продукции и материалов для создания АСКУЭ на первом этапе второго пускового комплекса приведён в таблице 5.1, на втором этапе в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Перечень оборудования и материалов для создания АСКУЭ на 1 этапе 2ПК

№ п/п	Наименование	Количество	Ед. измерения
Основное оборудование			
1	Шкаф учёта (УСПД) в составе:	1	компл
1.1	Шкаф напольный двустороннего обслуживания 2000*800*600 (ВШГ)+цоколь, стеклянная дверь, базовый в сборе	1	шт
1.2	Мультифункциональный счётчик электроэнергии с Кл.т 0,2S/0,5, номинальным током 5А и напряжением 57,8В. Интерфейсные порты: RS-485.	2	шт
1.3	Разветвитель интерфейса RS-485	2	шт
1.4	Клеммник переходной испытательный	2	шт
1.5	Устройство сбора и передачи данных (RTU-327-E2-B06-M02 или аналог)	1	шт
1.6	Устройство синхронизации системного времени (УССВ-2 или аналог)	1	шт
1.7	Источник бесперебойного питания On-Line типа с выходной мощностью не менее 2000 ВА	1	шт
1.8	Комплект аккумуляторных батарей для ИБП	1	шт
1.9	Устройство защиты линии RS-485 от перенапряжений (6 линии)	1	шт
1.10	Комплект для организации схемы электропитания (розетки, автоматы, реле, блоки питания, диоды)	1	шт
1.11	Комплект монтажного материала (кабель-канал, клеммы, стопора)	1	шт
2	Мультифункциональный счётчик электроэнергии с Кл.т 0,5S/1(в составе релейных ячеек КРУ-10 кВ)	42	шт
3	Разветвитель интерфейса RS-485 (в составе релейных ячеек КРУ-10 кВ)	42	шт
4	Клеммник переходной испытательный (в составе релейных ячеек КРУ-10 кВ)	42	шт

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							27

№ п/п		Наименование				Количество		Ед. измерения		
5		Мультифункциональный счётчик электроэнергии с Кл.т 0,5S/1 (в составе ЩСН)				2		шт		
6		Разветвитель интерфейса RS-485 (в составе ЩСН)				2		шт		
7		Клеммник переходной испытательный (в составе ЩСН)				2		шт		
Кабельная продукция										
8		Кабель сетевой, Ethernet				200		м		
9		Кабель интерфейсный, RS-485				400		м		
10		Кабель контрольный, сечением 2,5 мм ²				100		м		
<p>Примечание: окончательный перечень и количество оборудования уточняется на стадии рабочей документации.</p> <p>5.2 Обоснование выбора комплекта ЗИП</p> <p>Для соответствия АСКУЭ требованию по сроку службы (не менее 20 лет) необходима замена составных частей в случае отказов и при выработке ресурса. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения имеют срок службы не менее 35 лет и в расчёт комплекта запасных инструментов и принадлежностей (ЗИП) не включены.</p> <p>5.2.1 Состав ЗИП</p> <p>Для обеспечения заявленных показателей надёжности необходимо определить количество ЗИП, исходя из критериев необходимости и достаточности. Для обеспечения заявленного времени восстановления кол-во ЗИП выбирается согласно таблице 5.3.</p> <p>Таблица 5.3 – Ведомость ЗИП.</p>										
№		Наименование				Кол-во				
ЗИП										
1		Мультифункциональный счетчик электроэнергии				4 шт.				
2		Разветвитель интерфейса RS-485				4 шт.				
3		Клеммник переходной испытательный				4 шт.				
<p>По желанию заказчика перечень ЗИП может меняться по необходимости.</p> <p>5.2.2 Хранение ЗИП</p> <p>Устройства, определенные в качестве ЗИП, хранятся в сухих отапливаемых помещениях при установленном диапазоне температур +20-60⁰С.</p> <p>Местонахождение ЗИП устанавливается на стадии опытной эксплуатации.</p>										
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ				Лист
										28

6 Список использованных сокращений

В настоящем документе использованы следующие сокращения:

АСКУЭ – Автоматизированная система контроля и учёта электроэнергии;

АРМ – Автоматизированное рабочее место (рабочая станция с установленным на него программным обеспечением);

ЗИП – Запасное имущество и принадлежности;

ИВК – Информационно-вычислительный комплекс;

ИИК – Измерительно-информационный комплекс;

ИТС – Информационно-технологическая система;

РУ – Распределительное устройство;

ПТК – Программно-технический комплекс;

ИБП – Источник бесперебойного питания;

УСПД – Устройство сбора и передачи данных;

УССВ – Устройство синхронизации системного времени;

СОЕВ – Система обеспечения единого времени;

ТН – Трансформатор напряжения;

ТТ – Трансформатор тока.

Инв. № подл.		Подп. и дата		Взам. инв. №								
						Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата							29

Ссылочные нормативные документы

- 1) Федеральный закон РФ №4871-1 «обеспечение единства измерений».
- 2) Закон РФ №35 «Об электроэнергетике».
- 3) Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений (РП 50.2.009-94).
- 4) ГОСТ 2.004-88 «Общие требования к выполнению конструкторских и технологических документов на печатающих и графических устройствах вывода ЭВМ».
- 5) ГОСТ 2.105-95 «Общие требования к текстовым документам».
- 6) ГОСТ 4.148-85 «Система показателей качества продукции. Устройства комплектные низковольтные. Номенклатура показателей»
- 7) ГОСТ 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
- 8) ГОСТ 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление».
- 9) ГОСТ 12.2.007 «Изделия электротехнические. Требования к безопасности».
- 10) ГОСТ 12.3.019-80 «Система стандартов безопасности труда. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности».
- 11) ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- 12) ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- 13) ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»
- 14) ГОСТ 34.603-92 «Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем».
- 15) ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы».
- 16) ГОСТ 13109-97 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».
- 17) ГОСТ 25861-83 «Машины вычислительные и системы обработки данных».
- 18) ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 19) ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	16) ГОСТ 13109-97 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».						
			17) ГОСТ 25861-83 «Машины вычислительные и системы обработки данных».						
			18) ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.						
19) ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий».									
						Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ			Лист
									30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

20) ГОСТ Р 50739 «Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования».

21) ГОСТ Р 52069.0-2003 «Защита информации. Система стандартов. Основные положения».

22) ГОСТ Р 51275 «Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию».

23) РД 34.20.116-93 «Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех».

24) РД 50-34.698-90 «Методические указания. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».

25) РД 153-34.0-11.209-99 «Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности».

26) РД 34.11.114-98 «Автоматизированные системы контроля учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования».

27) СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

28) ПТЭ «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утв. Приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. №229)».

29) ПУЭ «Правила устройства электроустановок» 6, 7 издание.

30) ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

31) Справочник на электрические кабели провода и шнуры, 5-ое изд.

32) РМ4-4-85 «Системы автоматизации технологических процессов. Проектирование систем электропитания» Пособие к ВСН 205-84/ММСС СССР.

33) ПОТУЭ (Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок) Утверждение Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 №328н

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	систем электропитания» Пособие к ВСН 205-84/ММСС СССР.						
			33) ПОТУЭ (Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок) Утверждение						
			Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013						
			№328н						
							Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ		Лист
									31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Таблица регистрации изменений


[illegible]

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ю5-373-ИОС1.4.ТЧ	Лист
							32

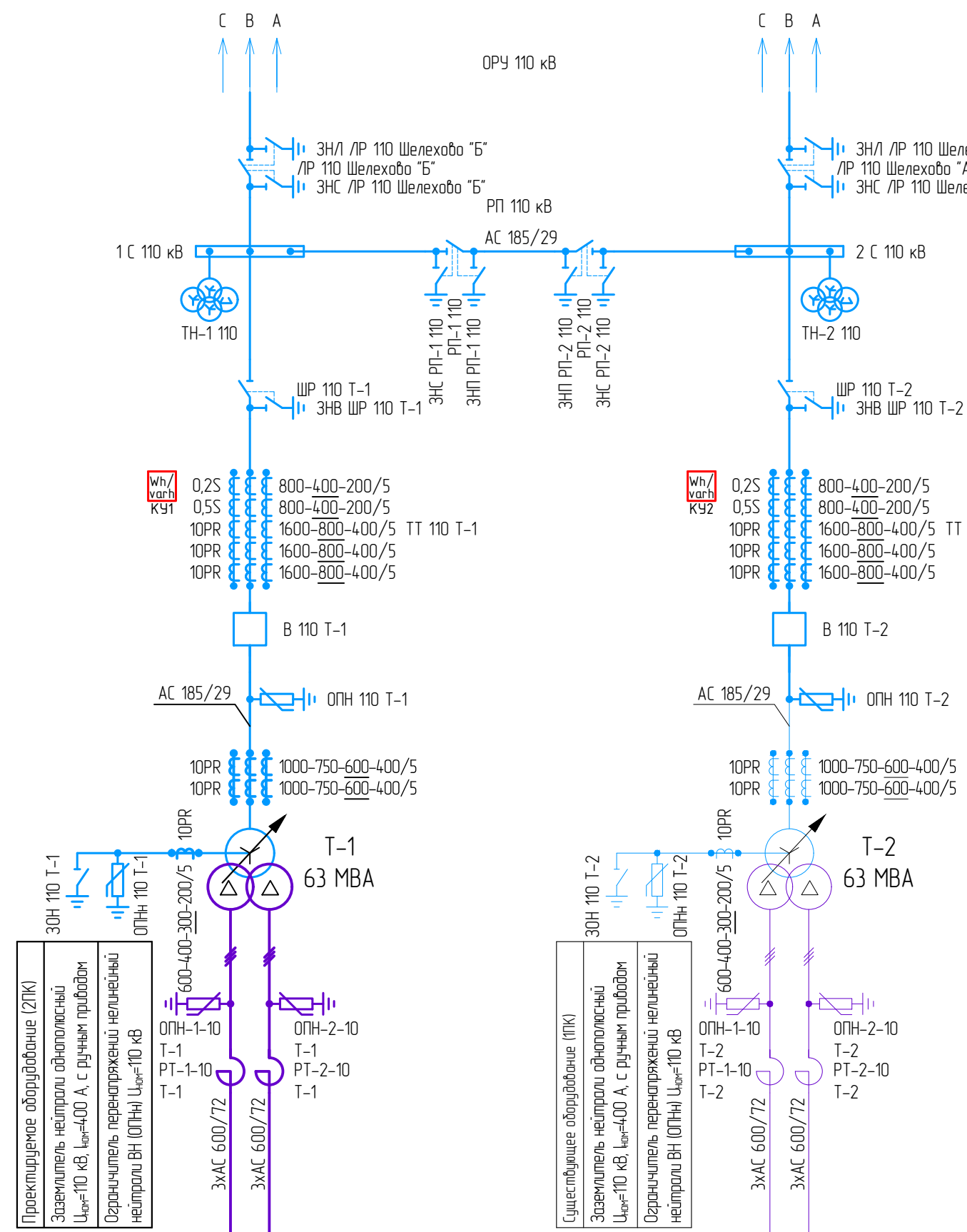
Ведомость графической части

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	
2	Схема электрическая принципиальная ПС 110 кВ Луговая с точками учёта электроэнергии. Второй пусковой комплекс	
3	Структурная схема учёта электроэнергии	
4	Схема электропитания шкафа учёта	

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

						Ю5-373-ИОС1.4.ГЧ				
						«Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)»				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Учёт электроэнергии		Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Тестов			<i>Тестов</i>	21.04.26			П	1	4
Пров.	Нефедченко			<i>Нефедченко</i>	21.04.26	Ведомость графической части		 000 "Томскэлектросетьпроект"		
Н.контр.	Артемова			<i>Артемова</i>	21.04.26					
ГИП	Ершов			<i>Ершов</i>	21.04.26					

Наименование	1	2	3
Дистансирование	В/110 кВ Шеняло - Агбоб 1 цепь Шлинные опоры 1-110 кВ Трансформаторы 1-2	Реснитная перемычка 110 кВ	В/110 кВ Шеняло - Агбоб 1 цепь Шлинные опоры 2-110 кВ Трансформаторы 1-2
Конструкция фазы линии	АС 120/19	-	АС 120/19
Длинына допустимая токостна нагрузка В/Л А -25°C/-5°C	390 / 503	-	390 / 503
Конструкция фазы ошамбонг вчашч ОПС	АС 185/29	АС 185/29	АС 185/29
Длинына допустимая токостна нагрузка ОПС А -25°C/-5°C	510 / 658	510 / 658	510 / 658



Специальные оборудование (ПК)

Трансформатор тока встроены в бокс ВД УИ-110 кВ.
Кат. ПКРФ/ОПР, КИМ 100-750-600-400/5 А.

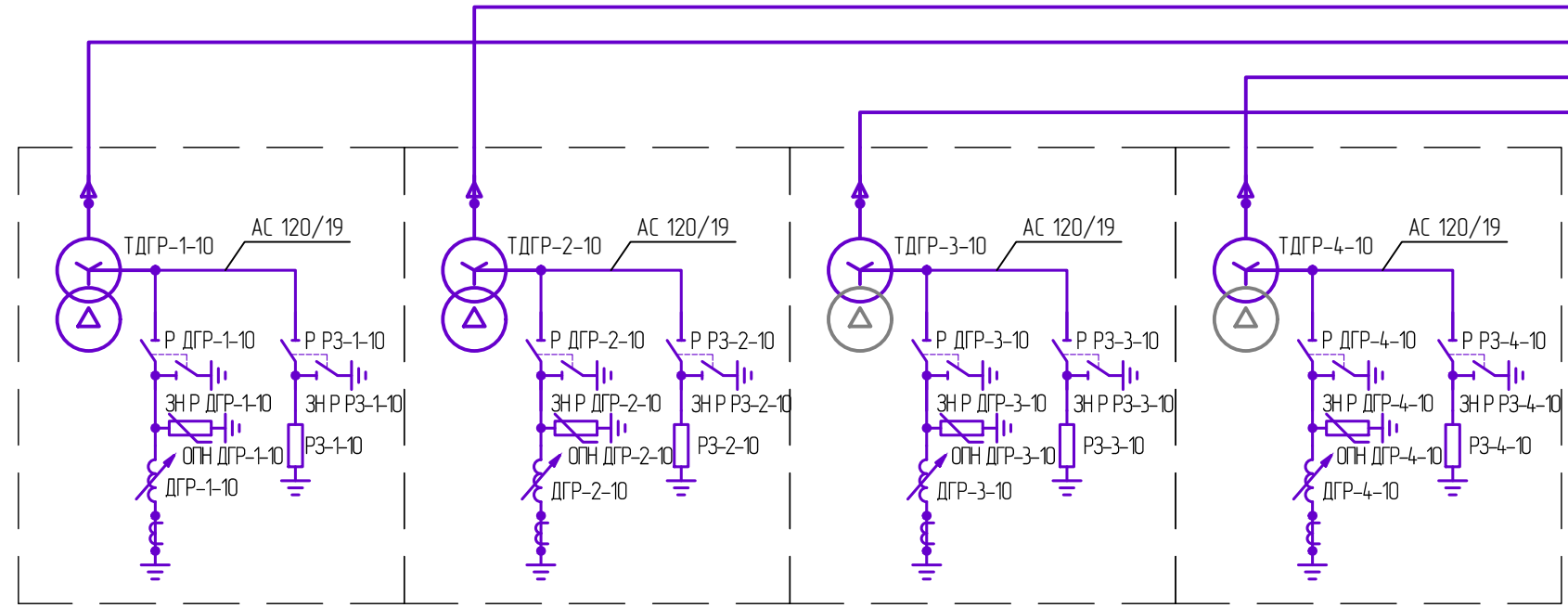
Трансформатор тока встроены в бокс нейтрал, УИ-110 кВ.
Кат. ПКРФ/ОПР, КИМ 600-400-200/5 А, Кат. ПКРФ.

Сигналы переключателя выключателя трансформатора 110 кВ
с дистанционным управлением ВД

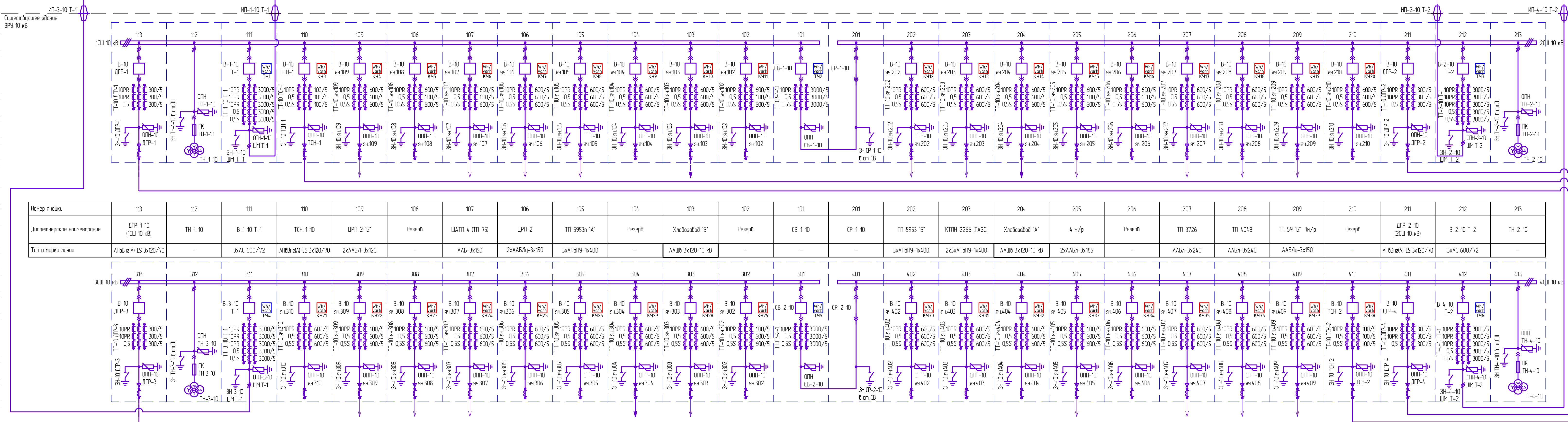
ТНМ-6300/110 кВ IPR1 SFEZF-6300/110.
S_{ном}=6300 кВА, U_н=110 кВ, S_н=3500 кВА, S_нном=7500 кВА,
U_н=115 кВ, I_н=778,7/405-105 кА,
U_н Д-11-4-11, U_н н-110=105%, S_н н-110=20%, U_н н-110=30%.

Отдельный переключатель нейтральной ОПН, УИ-110 кВ, 5X/11

Реактор короткого замыкания с вертикальным расположением фаз
УИ-110 кВ, n=3200 А, U_н=28 В, I_н=17,7 кА, U_н=45 кВ, 5X/11

[illegible]

	2025 год		2030 год	
Страна, Усть	$I_{к3}$, кА	$I_{к2}$, кА	$I_{к3}$, кА	$I_{к2}$, кА
110 кВ	18,36	15,32	18,43	15,32
10 кВ (Т-1 Т-2)	10,97	-	10,94	-

[illegible]

Проектируемое оборудование (ЭКИ)
Трансформатор собственных нужд масляный герметичного исполнения, ТМГ -250/10/0,4 УХЛ1, 250 кВА, $U_{ном}=10\pm 2 \times 2,5\%/0,4$ кВ, $I/Y_n=11$, $U_{хвостов}=4,5\%$,
Щит фидера с рубильником 0,4 кВ, 400 А

Условные обозначения:

Wh/ – счётчик активной, реактивной электроэнергии;
КУ – коммерческий учёт;
ТУ – технический учёт.

Примечания:

комплекса выполнены сплошными

отствующим классом напряжения на

бания проектируемого оборудования

50P

разработки рабочей документации.

мощность 63 МВА (при этом мощность

024 2.

C1 / EU

CL.4.1 १

ной трансформаторов Т-1, Т-2
мощности 63 МВА

76 MBA)»

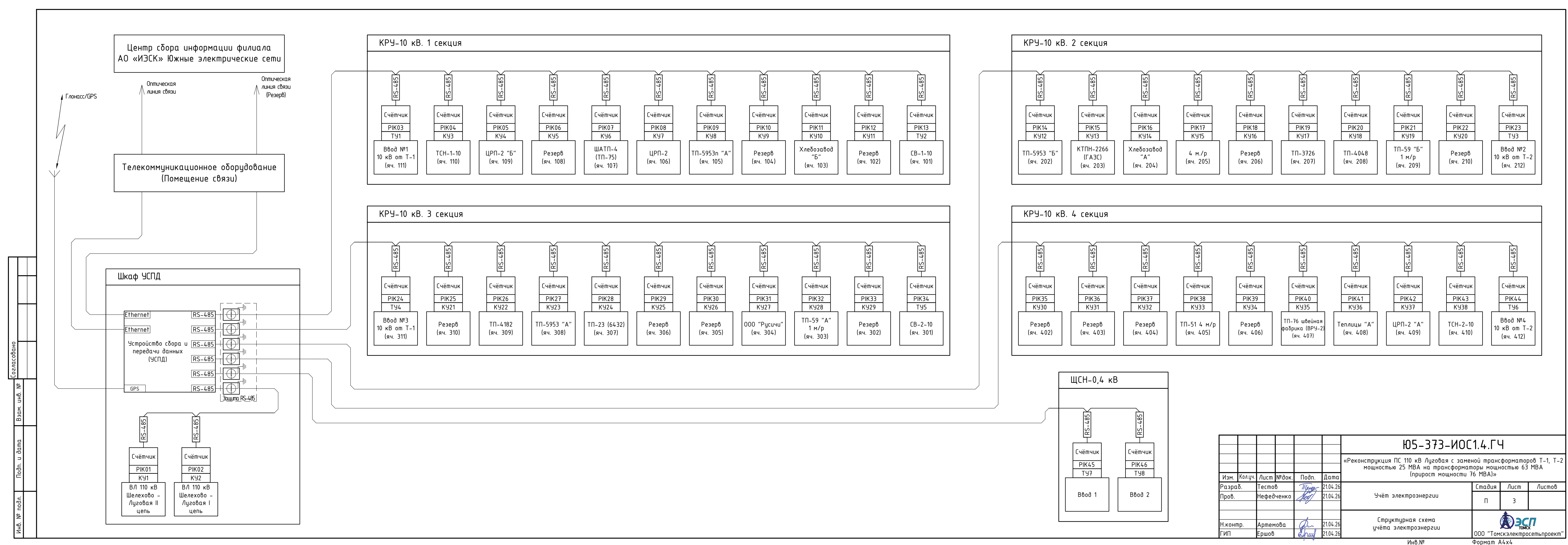
Стадія	Лист	Листов
--------	------	--------

n	2	
-----	---	--



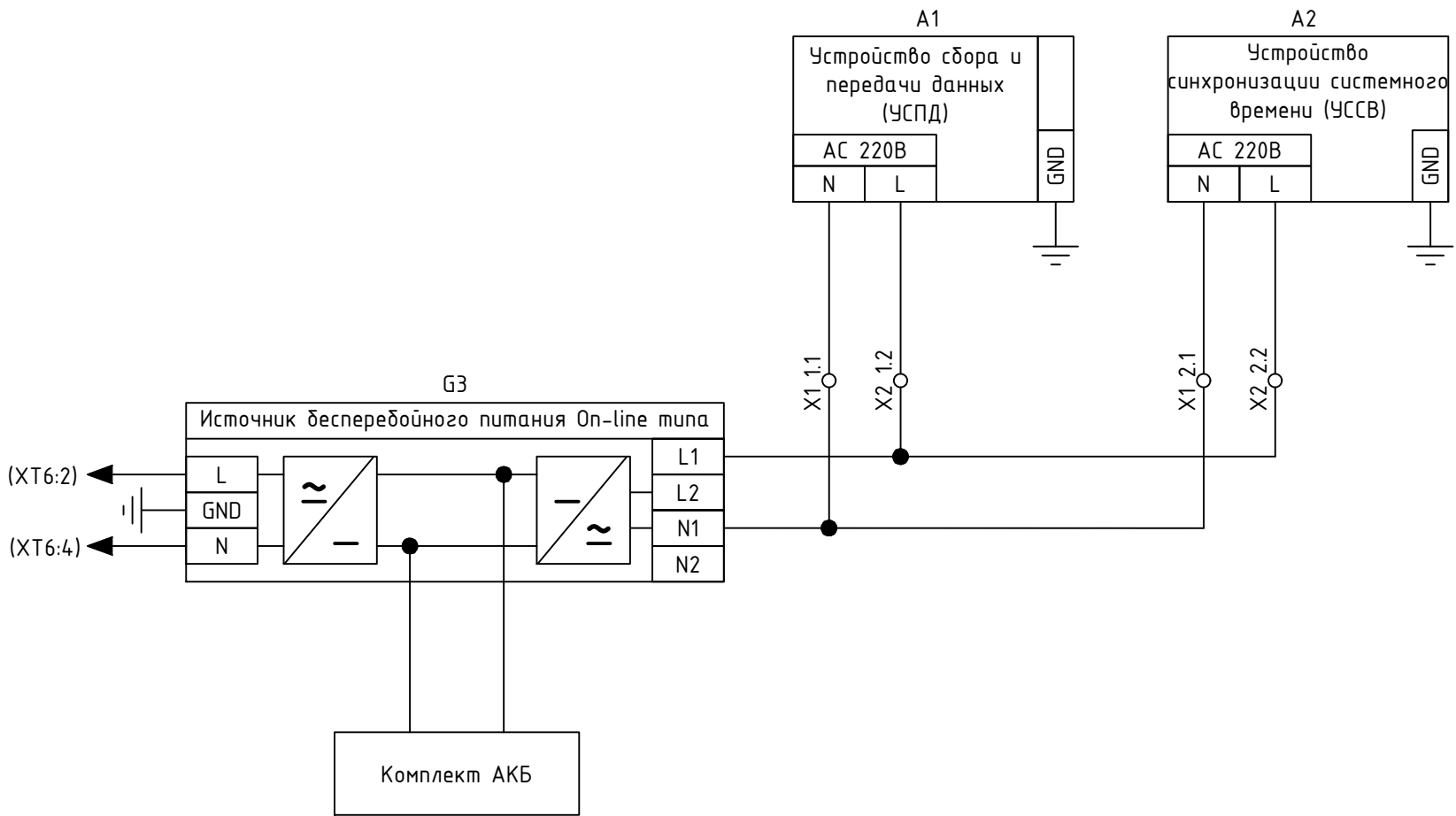
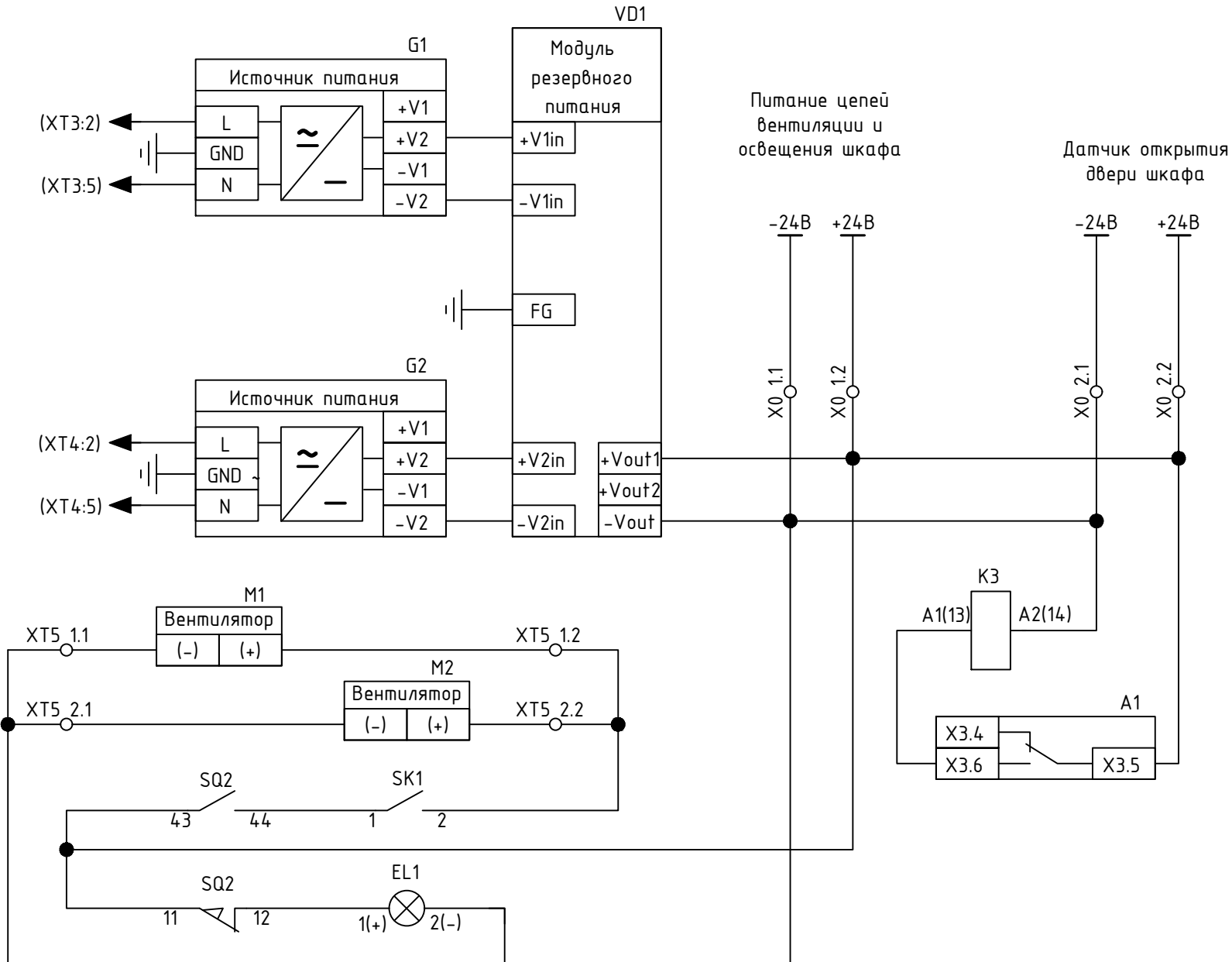
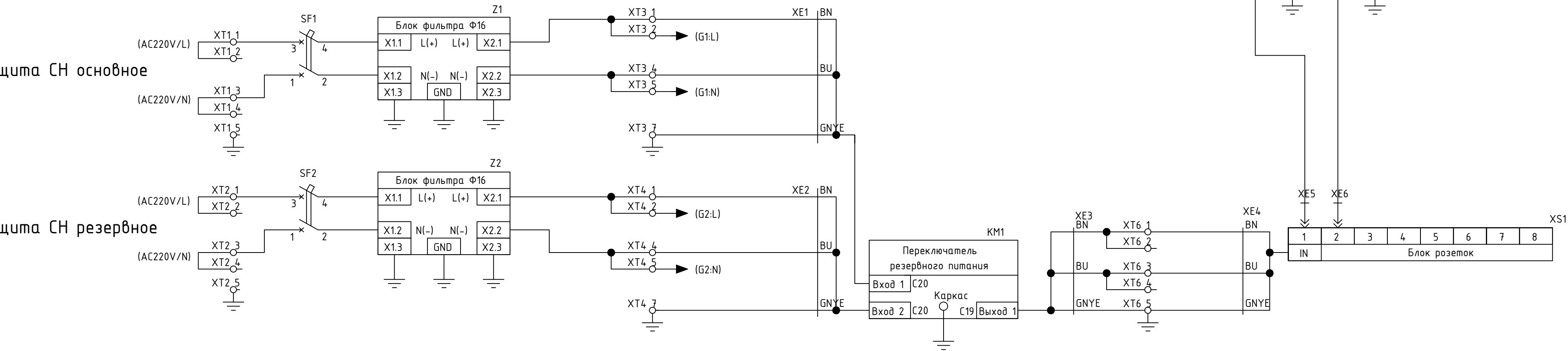
000 "Томскэлектросетьпроект"

Формула АЗХЗ




Питание от щита СН основное

Питание от щита СН резервное



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

						Ю5-373-ИОС1.4.ГЧ			
						«Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 63 МВА (прирост мощности 76 МВА)»			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Учёт электроэнергии	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Тестов			<i>Тестов</i>	21.04.26		П	4	
Пров.	Нефедченко			<i>Нефедченко</i>	21.04.26				
						Схема электропитания шкафа учёта	 ООО "Томскэлектросетьпроект"		
Н.контр.	Артемова			<i>Артемова</i>	21.04.26				
ГИП	Ершов			<i>Ершов</i>	21.04.26				