



Общество с ограниченной ответственностью

«СибТЭК»
(ООО «СибТЭК»)

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

Заказчик – АО «ИЭСК»

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

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 1. Система электроснабжения.

Часть 3. Релейная защита, управление и автоматика

1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3

Том 5.1.3



Общество с ограниченной ответственностью

«Сибтэк»
(ООО «Сибтэк»)

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

Заказчик – АО «ИЭСК»

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

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 1. Система электроснабжения.

Часть 3. Релейная защита, управление и автоматика

1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3

Том 5.1.3

Генеральный директор

В.В.Казаков

Главный инженер проекта

С.А. Иванов

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

Стадия	Лист	Листов
П	1	110

СИБИРЬ

3 Решения по противоаварийной автоматике 29

4 Объем устанавливаемых устройств РЗА 31

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3-ТЧ			2

Обозначения и сокращения

ВЛ	– воздушная линия;
ВЧ	– высокочастотная связь;
ВЧЗ	– высокочастотный заградитель;
ГЧ	– графическая часть;
ОПУ	– общеподстанционный пункт управления;
ОРУ	– открытое распределительное устройство;
ПС	– подстанция;
РЗ и ПА	– релейная защита и противоаварийная автоматика;
ФП	– фильтр присоединения;
ШОН	– шкаф отбора напряжения;
ТН	– трансформатор напряжения;
ТТ	– трансформатор тока;
МТЗ	- максимальная токовая защита
ТО	- токовая отсечка
ЗМН	- защита минимального напряжения
ЗПН	- защита от повышения напряжения
ТЗНП	- токовая защита нулевой последовательности
ЗЗЗ	- защита от однофазных замыканий на землю
ДЗТ	- дифференциальная защита трансформатора
АПВ	Автоматическое повторное включение
АВР	Автоматика ввода резерва

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	АПВ Автоматическое повторное включение					
			АВР Автоматика ввода резерва					
						1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ		Лист
								3
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

Введение

1 Общие указания

Проектом предусматривается модернизация системы релейной защиты и автоматики с применением современных микропроцессорных устройств отечественного производства.

Комплексы РЗА выполняются в соответствии с действующими в РФ нормативными документами и обеспечивают предъявляемые к ним требования по надежности, быстродействию, селективности и чувствительности.

Используемые микропроцессорные устройства должны иметь возможность задания уставок как с независимыми выдержками времени, так и с обратозависимых времятоковых характеристик по стандарту МЭК 60255-151.

Для повышения надежности комплекса РЗА в целом по объекту предусматриваются следующие мероприятия:

- установка на присоединении основных и резервных защит;
- секционирование вторичных цепей трансформаторов напряжения;
- использование устройства резервирования при отказах выключателей (УРОВ);
- разделение комплектов защит по цепям оперативного тока;
- действие защит оборудования 110 кВ на два электромагнита отключения.

Устройства РЗА и других ИТС (АСУ ТП, АИИС КУЭ) подключаются к различным вторичным обмоткам трансформаторов тока с соответствующим классом точности. Кроме того, счетчики АИИС КУЭ, подключаются к отдельной вторичной обмотке трансформатора напряжения.

В соответствии с рекомендациями ПУЭ, предусмотрено резервирование цепей напряжения РЗА от резервного ТН.

Разделение по цепям переменного тока предполагает подключение

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	отключения.						
			Устройства РЗА и других ИТС (АСУ ТП, АИИС КУЭ) подключаются к различным вторичным обмоткам трансформаторов тока с соответствующим классом точности. Кроме того, счетчики АИИС КУЭ, подключаются к отдельной вторичной обмотке трансформатора напряжения.						
			В соответствии с рекомендациями ПУЭ, предусмотрено резервирование цепей напряжения РЗА от резервного ТН.						
Разделение по цепям переменного тока предполагает подключение									
								1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ	Лист
									4
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

комплектов РЗА, резервирующих друг друга, к разным вторичным обмоткам ТТ. Токовые цепи выполняются отдельными экранированными контрольными кабелями, проложенными, по возможности, по разным кабельным трассам.

Разделение по цепям оперативного постоянного тока достигается подключением двух комплектов защит присоединения к разным аккумуляторным батареям или сборкам постоянного тока. Каждое устройство РЗА питается от отдельного автоматического выключателя, а резервирование питания осуществляется схемой щита постоянного тока.

При наличии двух электромагнитов отключения действие устройств РЗА предусматривается на оба электромагнита. Питание схем управления электромагнитами по цепям постоянного тока осуществляется от разных аккумуляторных батарей или сборок постоянного тока. Цепи отключения от каждого комплекта защит прокладываются отдельными кабелями, по возможности разными трассами.

Защищаемые элементы, имеющие основную защиту, снабжены резервной защитой, выполняющую функции ближнего и дальнего резервирования, то есть действующую при отказах основной защиты или при выведении ее из работы.

Устройства РЗА, для их оперативного ввода/вывода из работы, должны иметь отключающие устройства (переключатели, испытательные блоки и т.п.) в количестве, достаточном для удобства эксплуатации. Режимные изменения конфигурации в устройствах РЗА (ввод/вывод функций, ступеней, уставок и т.п.) должны реализовываться, как правило, посредством удаленного доступа. Положение всех переключающих устройств и изменение режимных параметров должно регистрироваться в устройствах РЗА.

При установке МП устройств должны быть выполнены все регламентируемые требования по электромагнитной совместимости и

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ			5

Основные технические решения выполнены на основании:

- Задания на разработку проектной и рабочей документации «Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)» с учетом изменения №2 к заданию на разработку проектной и рабочей документации «Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)» от 15.09.2025 (Приложение А);

- Инвестиционной программы АО «ИЭСК» на 2020-2024 годы.

В соответствии с требованиями технического задания, предусматривается реализация традиционной системы РЗА с подключением к цепям ТТ и ТН, приводам выключателей и обменом дискретными сигналами между устройствами РЗА с использованием контрольных кабелей.

Обмен информацией со SCADA системой АСУ ТП осуществляется по «шине станции» в соответствии с цифровыми протоколами стандарта МЭК-61850-8-1.

В соответствии с требованиями технического задания, предусматривается разбивка реконструкции на три пусковых комплекса:

Первый пусковой комплекс:

- замена трансформаторов Т-3 на один трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА;
- замена существующего оборудования ОРУ-110 кВ (ОД и КЗ-110 Т-3, ТР-110 Т-3, СР-3-110, ТН-3-10, ЛР-2-110 ГЭС, ВЧ обработки в полном

объёме на ВЛ 110 кВ ИГЭС-Мельниково с отпайками);

- установка нового БМЗ с ячейками КРУ-6/10 кВ (3 СШ 6/10 кВ);
- реконструкция защит Т-3, СН-0,4 кВ, ЩПТ, ЦС, ТМ и связи;
- перевод отходящих КЛ-6/10 кВ из старого КРУН-6/10 кВ (3 СШ 6/10 кВ) в новое КРУ- 6/10 кВ;
- демонтаж старого КРУН-10 кВ (3 СШ 6/10 кВ).

Второй пусковой комплекс:

- замена трансформатора Т-4 на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА;
- замена существующего оборудования ОРУ-110 кВ (ОД и КЗ-110 Т-4, ТР-110 Т-4, СР-4-110, ТН-4-10, СВ-110, ЛР-2-110 Максимовская, ВЧ обработки в полном объёме на ВЛ 110 кВ Максимовская-Мельниково с отпайкой на Глазково);
- реконструкция защит Т-4;
- установка нового БМЗ с ячейками КРУ-6/10 кВ (4 СШ 6/10 кВ);
- перевод отходящих КЛ-6/10 кВ из старого КРУН-6/10 кВ (4 СШ 6/10 кВ) в новое КРУ-6/10 кВ;
- демонтаж старого КРУН-6/10 кВ (4 СШ 10 кВ).

Третий пусковой комплекс:

- монтаж оборудования ДГР-3-6/10 кВ и ДГР-4-6/10 кВ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								Лист
										7
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ	

2 Основные технические решения по релейной защите и автоматике

2.1 Релейная защита и автоматика силовых трансформаторов

В рамках данного титула на ПС 110 кВ Мельниково предусматривается установка силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 63 МВА, напряжением 110/10/6 кВ.

Для защиты силовых трансформаторов Т-1, Т-2 предусматриваются 2 комплекта основной и комплект резервной защиты на базе микропроцессорных устройств.

Комплект основных защит выполняет следующие функции:

- дифференциальная токовая отсечка (ДТО);
- дифференциальная токовая защита с торможением (ДЗТ);
- защита от перегрузки;
- газовая защита трансформатора и устройства РПН;
- прием технологических сигналов трансформатора;
- дополнительные функции, такие как измерение электрических величин, регистрация дискретных и аналоговых событий, осциллографирование токов, напряжений и дискретных событий, непрерывная проверка функционирования и самодиагностика.

Комплект резервной защиты выполняет следующие функции:

- максимальная токовая защита стороны ВН (МТЗ ВН) с пуском по напряжению;
- газовая защита трансформатора и устройства РПН;
- дополнительные функции, такие как измерение электрических величин, регистрация дискретных и аналоговых событий, осциллографирование токов, напряжений и дискретных событий, непрерывная проверка функционирования и самодиагностика.

Комплекты газовых защит снабжены устройствами контроля изоляции цепей ГЗ, действующими на перевод ГЗ на сигнал при снижении уровня

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №		<div>1</div> <div>– газовая защита трансформатора и устройства РПН;</div> <div>– дополнительные функции, такие как измерение электрических величин, регистрация дискретных и аналоговых событий, осциллографирование токов, напряжений и дискретных событий, непрерывная проверка функционирования и самодиагностика.</div> <div>Комплекты газовых защит снабжены устройствами контроля изоляции цепей ГЗ, действующими на перевод ГЗ на сигнал при снижении уровня</div>					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ				Лист
										8

изоляции.

Для функций автоматики регулирования напряжения трансформатора предусматривается установка комплектов на базе микропроцессорных терминалов, выполняющих следующие функции:

- автоматика управления РПН;
- блокировка управления РПН по току и внешних сигналов;
- коррекция уровня напряжения по току нагрузки;
- контроль отработки команд устройством РПН;
- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводами РПН;
- контроль исправности электроприводов РПН в импульсном режиме работы;
- одновременный контроль двух систем шин;
- оперативное переключение регулирования с одной системы шин на другую;
- блокировку работы и сигнализацию при обнаружении неисправности электропривода РПН;
- измерение текущей ступени переключения РПН;
- дополнительные функции, такие как измерение электрических величин, регистрация дискретных и аналоговых событий, осциллографирование токов, напряжений и дискретных событий, непрерывная проверка функционирования и самодиагностика.

2.2 Релейная защита и автоматика СВ 110 кВ

Для защиты СВ 110 проектом предусматривается установка одного комплекта РЗА с функциями токовых защит и автоматики управления выключателем. Комплект выполняется на основе микропроцессорного устройства РЗА, и размещается в отдельном шкафу в здании ОПУ.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

В комплекте защиты и автоматики управления СВ 110 реализуются следующие функции:

- токовая защита от междуфазных КЗ с возможностью пуска по напряжению (МТЗ/U);
- токовая направленная защита нулевой последовательности от КЗ на землю (ТНЗНП);
- контроль исправности вторичных цепей напряжения (КЦН);
- алгоритм блокировка отдельных ступеней ТНЗНП и МТЗ при неисправности измерительных цепей переменного напряжения;
- автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней МТЗ и ТНЗНП;
- автоматика управления выключателем (АУВ);
- автоматическое повторное трехфазное включение (ТАПВ);
- контроль напряжения (наличие/отсутствие на шинах), синхронизма, улавливание синхронизма;
- контроль включенного/отключенного положения выключателя;
- контроль состояния и готовности выключателя;
- контроль цепей управления выключателя;
- защита электромагнитов включения и отключения от длительного протекания тока;
- сигнализация неисправности выключателя (снижения давления элегаза в выключателе, контроль исправности выключателя, блокирование операций включения/отключения при аварийном снижении уровня элегаза), неисправности обогрева выключателя, неисправности завода пружины;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- логика отключения выключателя, пуска УРОВ и запрета АПВ;
- отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функций РЗА;
- определение места повреждения (ОМП);

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №									Лист
											10
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ					

- регистрация аварийных событий (РАС);
- выбор группы уставок;

В комплекте РЗА СВ 110 предусматривается не менее 2-х групп уставок АПВ выполняется однократного действия.

2.3 Релейная защита и автоматика КРУ 10 кВ

Для защиты элементов КРУ 10 кВ проектом предусматривается установка микропроцессорных терминалов в релейных отсеках каждой ячейки.

2.3.1 Терминал защиты ВВ 10 кВ

- максимальная токовая защита;
- автоматика управления выключателем;
- логическая защита шин;
- защита минимального напряжения;
- пуск АВР;
- автоматическое включение при восстановлении нормального режима (ВНР);
- УРОВ.

2.3.2 Терминал защиты СВ 10 кВ

- максимальная токовая защита;
- автоматика управления выключателем;
- логическая защита шин;
- АВР;
- УРОВ.

2.3.3 Терминал защиты ТН 10 кВ

- Контроль исправности цепей напряжения;
- Контроль изоляции сети 10 кВ (сигнализация замыканий на землю).

2.3.4 Терминал защиты КЛ 10 кВ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
			<p>логическая защита шин;</p> <p>– АВР;</p> <p>– УРОВ.</p> <p>2.3.3 Терминал защиты ТН 10 кВ</p> <p>– Контроль исправности цепей напряжения;</p> <p>– Контроль изоляции сети 10 кВ (сигнализация замыканий на землю).</p> <p>2.3.4 Терминал защиты КЛ 10 кВ</p>					

						1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ	Лист
							11
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;
- автоматика управления выключателем;
- пуск ЛЗШ;
- защита от перегрузки (для ТСН)
- УРОВ;
- исполнение внешних сигналов от АЧР, ЧАПВ.

Для защиты сборных шин 10 кВ предусматривается логическая защита шин и быстродействующая дуговая защита без применения оптоволоконных линий с установкой центральных блоков в отдельном шкафу.

В качестве источников дугового замыкания используются волоконно-оптические датчики, устанавливаемые в каждый отсек ячейки и подключаемые к терминалам. В составе терминалов реализуются программные алгоритмы, позволяющие, при дуговом замыкании в соответствующем отсеке, выполнять селективное отключение повреждения. Для исключения ложных срабатываний предусматривается контроль по току.

Для функций ЛЗШ предусматривается обмен дискретными сигналами между терминалами защит фидеров 10 кВ, ВВ 10 кВ и СВ 10 кВ. При повреждении на фидере, терминал выдает сигнал на блокировку ЛЗШ ВВ 10 кВ и СВ 10 кВ соответственно. При повреждении на шинах, блокирующий сигнал отсутствует и ЛЗШ селективно отключает поврежденную секцию шин.

2.4 Релейная защита и автоматика КРУ 6 кВ

Для защиты элементов КРУ 6 кВ проектом предусматривается установка микропроцессорных терминалов в релейных отсеках каждой ячейки.

2.4.1 Терминал защиты ВВ 6 кВ

- максимальная токовая защита;
- автоматика управления выключателем;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	<div> <div>Изм. № подл.</div> <div>Подп. и дата</div> <div>Взам. инв. №</div> </div>	<div> <div>1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ</div> <div>Лист</div> </div>
							12

- логическая защита шин;
- защита минимального напряжения;
- пуск АВР;
- автоматическое включение при восстановлении нормального режима (ВНР);
- УРОВ.

2.4.2 Терминал защиты СВ 6 кВ

- максимальная токовая защита;
- автоматика управления выключателем;
- логическая защита шин;
- АВР;
- УРОВ.

2.4.3 Терминал защиты ТН 6 кВ

- Контроль исправности цепей напряжения;
- Контроль изоляции сети 6 кВ (сигнализация замыканий на землю).

2.4.4 Терминал защиты КЛ 6 кВ

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;
- автоматика управления выключателем;
- пуск ЛЗШ;
- защита от перегрузки (для ТСН);
- УРОВ;
- исполнение внешних сигналов от АЧР, ЧАПВ.

Для защиты сборных шин 6 кВ предусматривается логическая защита шин и быстродействующая дуговая защита без применения оптоволоконных линий с установкой центральных блоков в отдельном шкафу.

В качестве источников дугового замыкания используются волоконно-оптические датчики, устанавливаемые в каждый отсек ячейки и подключаемые к терминалам. В составе терминалов реализуются

Инв. № подл.	Взам. инв. №										Лист	
	Подп. и дата										13	
	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ					

программные алгоритмы, позволяющие, при дуговом замыкании в соответствующем отсеке, выполнять селективное отключение повреждения. Для исключения ложных срабатываний предусматривается контроль по току.

Для функций ЛЗШ предусматривается обмен дискретными сигналами между терминалами защит фидеров 6 кВ, ВВ 6 кВ и СВ 6 кВ. При повреждении на фидере, терминал выдает сигнал на блокировку ЛЗШ ВВ 6 кВ и СВ 6 кВ соответственно. При повреждении на шинах, блокирующий сигнал отсутствует и ЛЗШ селективно отключает поврежденную секцию шин.

2.5 Вторичные цепи трансформаторов напряжения

Для организации цепей напряжения ТН 110 кВ устанавливается шкаф для выполнения следующих функций:

- контроль напряжения небаланса измерительного ТН секции в ручном или автоматическом режиме с выдачей предупредительной сигнализации;
- контроль фазных и линейных напряжений измерительного ТН секции;
- контроль состояния автоматов ТН секции;
- формирование шинок напряжения секции;
- формирование шинок напряжения для коммерческого учета;
- переключение шинок напряжения с рабочей на резервную секцию.

Организация вторичных цепей ТН 10 кВ (6 кВ) предусматривается в релейном отсеке соответствующей ячейки ТН 10 кВ (6 кВ).

Предусматриваются следующие технические решения:

- контроль фазных и линейных напряжений измерительного ТН секции;
- контроль состояния автоматов ТН секции;
- формирование шинок напряжения секции;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Организация вторичных цепей ТН 10 кВ (6 кВ) предусматривается в релейном отсеке соответствующей ячейки ТН 10 кВ (6 кВ).</p> <p>Предусматриваются следующие технические решения:</p> <ul style="list-style-type: none">– контроль фазных и линейных напряжений измерительного ТН секции;– контроль состояния автоматов ТН секции;– формирование шинок напряжения секции;							
									1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		14

- формирование шинок напряжения для коммерческого учета.

Резервирование шинок напряжения ТН 10 кВ (6 кВ) осуществляется при помощи оперативного переключателя в ячейке СР 10 кВ (6 кВ).

2.6 Автоматика управления ДГР

В соответствии с заданием на проектирование предусматриваются установка ДГР и резисторов для компенсации суммарного емкостного тока сети до допустимого по ПТЭ ЭСиС значения.

Для подключения ДГР и резистора используются нейтралеобразующие присоединительные трансформаторы, устанавливаемые на каждой секции шин 6, 10 кВ.

Организация комбинированного заземления нейтрали, с учетом правильного выбора резистора и настройки ДГР на режим компенсации емкостных токов с необходимой точностью позволяет ограничить перенапряжения и создают условия для надежного дугогашения, исключая перемежающиеся дуговые замыкания и множественные повреждения линий. Указанные мероприятия по комбинированному заземлению нейтрали также позволяют полностью исключить условия возникновения феррорезонансных явлений.

Включение резистора параллельно ДГР в нейтраль сети 6 кВ, 10 кВ каждой секции ПС 110 кВ Мельниково обеспечит:

- снижение уровня перенапряжений, для любых случаев возникновения раскомпенсации в сети с ДГР – как при срабатывании защит, так и при оперативных переключениях в течение режима ОЗЗ;
- устранение биений фазных напряжений, возникающих после погасания дуги при существенных расстройках компенсации и снижение вероятности повторных пробоев;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>раскомпенсации в сети с ДГР – как при срабатывании защит, так и при оперативных переключениях в течение режима ОЗЗ;</p> <p>- устранение биений фазных напряжений, возникающих после погасания дуги при существенных расстройках компенсации и снижение вероятности повторных пробоев;</p>					
						1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ		Лист
								15
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

- симметрирование сети вследствие снижения напряжения смещения нейтрали и обеспечение требований ПТЭ ЭСис, а также соответствующее повышение качества электроэнергии в части симметрии фазных напряжений;
- сокращение длительности горения дуги и снижение вероятности перехода ОЗЗ в междуфазные повреждения;
- повышение чувствительности токовых «земляных» защит с действием на сигнализацию или отключение.

Для управления плунжерными реакторами предусматривается установка двух шкафов автоматики регулирования ДГР в помещении панелей в ОПУ. В каждом шкафу устанавливаются по 2 комплекта автоматики управления ДГР.

- Комплект автоматики управления ДГР реализует следующие функции:
- автоматическая настройка работы плунжерных ДГР;
 - определение величины и знака расстройки контура;
 - измерение величины емкостных токов секций;
 - автоматическое поддержание расстройки КНП сети в заданных пределах;
 - выбор оптимальной отпайки катушки реактора для ступенчатых ДГР;
 - контроль неисправности в цепях управления реактором;
 - совместная работа с комплектом автоматики ДГР смежной секции при включенном секционном выключателе;
 - контроль процесса переключения в приводе РПН;
 - блокировка работы привода в аварийных ситуациях;
 - отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функций РЗА;
 - диагностика, осциллографирование и регистрация аварийных

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								Лист
							1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ			16
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

процессов

2.7 Регистрация аварийных событий (РАС)

Регистрация аварийных событий выполняется как интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ) в составе шкафов РЗА, так и автономными комплексами РАС. Независимая от ИЭУ терминалов РЗА система регистраторов позволяет комплексно анализировать развитие сложных аварий в сети.

РАС обеспечивает регистрацию, анализ и представление информации о процессах возникновения, развития и ликвидации аварийных событий и процессов на основном электрооборудовании ПС 110 кВ Мельниково, прилегающих участках электрической сети, сопровождающихся срабатыванием их пусковых органов, срабатыванием устройств РЗА.

Предусматривается регистрация автономным РАС дискретных сигналов путем подключения сухого контакта.

Регистрация аварийных событий и процессов осуществляется следующим образом:

- осциллографированием – запись дискретных сигналов и мгновенных значений аналоговых сигналов в файл осциллограммы;
- регистрацией дискретных сигналов/событий (работа устройств РЗА, изменение положения выключателей и т.п.) с записью в базу данных;
- регистрацией усредненных значений аналоговых параметров.

Способы пуска устройств регистрации:

- по изменению состояния дискретного сигнала (срабатывание устройства РЗА (воздействие на коммутационные аппараты, другие устройства РЗ, ПА, СА в соответствии с параметрами настройки), положение выключателя);
- по изменению значения (выше/ниже уставки) аналоговых сигналов;
- ручной пуск (от кнопки или через меню терминала) – для периодических проверок и снятия контрольных осциллограмм.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

Пуск по аналоговым параметрам осуществляется:

- Требования к автономным РАС, их применению на объектах электроэнергетики, составу, записи и передаче информации об аварийных событиях с использованием автономных РАС регламентируются положениями пункта 168 «Правил технологического функционирования электроэнергетических систем» и пункта 9 «Требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования».

Перечень аналоговых и дискретных сигналов приведен в таблицах 2.8.1, 2.8.2.

Таблица 2.8.1 – Перечень аналоговых сигналов

№	Наименование присоединения	Проектное обозначение сигнала	№ сигнала	Откуда приходит (Размещение панели № панели, ячейки)
1	СВ-110 кВ	Ia	1	ОРУ
		Ib	2	
		Ic	3	
		3I0	4	
2	В-110 Т-3	Ia	5	ОРУ
		Ib	6	
		Ic	7	
		3I0	8	
		I нейтрали	9	
3	В-110 Т-4	Ia	10	ОРУ
		Ib	11	
		Ic	12	

						1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ	Лист
							18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

№	Наименование присоединения	Проектное обозначение сигнала	№ сигнала	Откуда приходит (Размещение панели № панели, ячейки)
		3U0	59	
		Частота эл. тока	60	
14	ТН-1-35	Ua	61	ОРУ
		Ub	62	
		Uc	63	
		3Uo	64	
15	ТН-2-35	Ua	65	ОРУ
		Ub	66	
		Uc	67	
		3Uo	68	
16	ТН-1-6	Ua	69	ОРУ
		Ub	70	
		Uc	71	
		Частота эл. тока	72	
17	ТН-2-6	Ua	73	ОРУ
		Ub	74	
		Uc	75	
		Частота эл. тока	76	
18	СОПТ	U-/+	77	ОПУ
		+U-земля	78	
		-U-земля	79	

Таблица 2.8.2 - Перечень дискретных сигналов

№	Наименование присоединения	Проектное обозначение сигнала	№ сигнала	Откуда приходит (Размещение панели № панели, ячейки)
1	В-110 Т-3	РПО	1	ОПУ, шк. 11Р
		РПВ	2	
		Неисправность В 110	3	
		Неисправность терминала	4	
		Действие на отключение	5	
		Пуск УРОВ	6	
		Сигналы и команды ПА	7	
		Команды включения от ТАПВ	8	
		Действие АВР	9	
		Срабатывание 1 комплекта ДЗТ	10	
		Срабатывание 2 комплекта ДЗТ	11	
		Срабатывание ГЗ	12	
		Срабатывание КСЗ	13	
		Неисправность 1 комплекта ДЗТ	14	
		Неисправность 2 комплекта ДЗТ	15	
		Неисправность КСЗ	16	

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

											23			
№		Наименование присоединения			Проектное обозначение сигнала			№ сигнала		Откуда приходит (Размещение панели № панели, ячейки)				
2		В-110 Т-4			РПО			17		ОПУ, шк. 13Р				
					РПВ			18						
					Неисправность В 110			19						
					Неисправность терминала			20						
					Действие на отключение			21						
					Пуск УРОВ			22						
					Сигналы и команды ПА			23						
					Команды включения от ТАПВ			24						
					Действие АВР			25						
					Срабатывание 1 комплекта ДЗТ			26						
					Срабатывание 2 комплекта ДЗТ			27						
					Срабатывание ГЗ			28						
					Срабатывание КСЗ			29						
					Неисправность 1 комплекта ДЗТ			30						
					Неисправность 2 комплекта ДЗТ			31						
					Неисправность КСЗ			33						
3		СВ-110 кВ			РПО			34		ОПУ, шк. 19Р				
					РПВ			35						
					Неисправность СВ 110			36						
					Неисправность терминала			37						
					Срабатывание защит			38						
					Действие на отключение			39						
					Пуск УРОВ			40						
					Сигналы и команды ПА			41						
					Команды включения от ТАПВ			42						
					Действие АВР			43						
					Срабатывание ТАПВ			44						
					4		ТН-3 110						Неисправность ТН ОРУ 110 кВ	
5		ТН-4 110			Неисправность ТН ОРУ 110 кВ			46		ОРУ				
6		Ввод В 10 Т-3			Действие на отключение			47		ЗРУ-6/10				
					Пуск УРОВ			48						
					Неисправность защиты			49						
					Команды включения от ТАПВ			50						
					РПО			51						
					РПВ			52						
7		ТН-3-10			Срабатывание ЗМН			53		ЗРУ-6/10				
					Земля в сети			54						
					Неисправность защиты			55						
8		Ввод В 10 Т-4			Действие на отключение			56		ЗРУ-6/10				
					Пуск УРОВ			57						
						1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ							Лист	
													21	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата									

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

№	Наименование присоединения	Проектное обозначение сигнала	№ сигнала	Откуда приходит (Размещение панели № панели, ячейки)
		Неисправность защиты	58	
		Команды включения от ТАПВ	59	
		РПО	60	
		РПВ	61	
9	ТН-4-10	Срабатывание ЗМН	62	ЗРУ-6/10
		Земля в сети	63	
		Неисправность защиты	64	
10	Ввод В 6 Т-3	Действие на отключение	65	ЗРУ-6/10
		Пуск УРОВ	66	
		Неисправность защиты	67	
		Команды включения от ТАПВ	68	
		РПО	69	
		РПВ	70	
11	ТН-3-6	Срабатывание ЗМН	71	ЗРУ-6/10
		Земля в сети	72	
		Неисправность защиты	73	
12	Ввод В 6 Т-4	Действие на отключение	74	ЗРУ-6/10
		Пуск УРОВ	75	
		Неисправность защиты	76	
		Команды включения от ТАПВ	77	
		РПО	78	
		РПВ	79	
13	ТН-4-6	Срабатывание ЗМН	80	ЗРУ-6/10
		Земля в сети	81	
		Неисправность защиты	82	
14	В-110 Т-1	РПО	83	ОПУ
		РПВ	84	
		Неисправность В 110	85	
		Неисправность терминала	86	
		Срабатывание защит	87	
		Действие на отключение	88	
		Пуск УРОВ	89	
		Сигналы и команды ПА	90	
		Команды включения от ТАПВ	91	
		Действие АВР	92	
15	В-110 Т-2	РПО	93	ОПУ
		РПВ	94	
		Неисправность СВ 110	95	
		Неисправность терминала	96	
		Срабатывание защит	97	

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

№	Наименование присоединения	Проектное обозначение сигнала	№ сигнала	Откуда приходит (Размещение панели № панели, ячейки)
		Действие на отключение	98	
		Пуск УРОВ	99	
		Сигналы и команды ПА	100	
		Команды включения от ТАПВ	101	
		Действие АВР	102	
16	ТН-1 110	Неисправность ТН ОРУ 110 кВ	103	ОРУ
		Снижение давления элегаза (пред)	104	
		Авар. Снижение давления элегаза	105	
17	ТН-2 110	Неисправность ТН ОРУ 110 кВ	106	ОРУ
		Снижение давления элегаза (пред)	107	
		Авар. Снижение давления элегаза	108	
18	Ввод В 35 Т-1	Действие на отключение	109	ЗРУ-6/10
		Пуск УРОВ	110	
		Неисправность защиты	111	
		Команды включения от ТАПВ	112	
		РПО	113	
		РПВ	114	
19	ТН-1-35	Срабатывание ЗМН	115	ЗРУ-6/10
		Земля в сети	116	
		Неисправность защиты	117	
20	Ввод В 35 Т-2	Действие на отключение	118	ЗРУ-6/10
		Пуск УРОВ	119	
		Неисправность защиты	120	
		Команды включения от ТАПВ	121	
		РПО	122	
		РПВ	123	
21	ТН-2-35	Срабатывание ЗМН	124	ЗРУ-6/10
		Земля в сети	125	
		Неисправность защиты	126	
22	Ввод В 6 Т-1	Действие на отключение	127	ЗРУ-6/10
		Пуск УРОВ	128	
		Неисправность защиты	129	
		Команды включения от ТАПВ	130	
		РПО	131	
		РПВ	132	
23	ТН-1-6	Срабатывание ЗМН	133	ЗРУ-6/10
		Земля в сети	134	
		Неисправность защиты	135	
24	Ввод В 6 Т-2	Действие на отключение	136	ЗРУ-6/10
		Пуск УРОВ	137	

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

№	Наименование присоединения	Проектное обозначение сигнала	№ сигнала	Откуда приходит (Размещение панели № панели, ячейки)
		Неисправность защиты	138	
		Команды включения от ТАПВ	139	
		РПО	140	
		РПВ	141	
25	ТН-2-6	Срабатывание ЗМН	142	ЗРУ-6/10
		Земля в сети	143	
		Неисправность защиты	144	
26	ДФЗ ВЛ-110 кВ "ИГЭС"	Срабатывание	145	ОПУ
		Неисправность	146	
		Срабатывание ДФЗ	147	
		Срабатывание авар. МТЗ	148	
27	КСЗ ВЛ-110 кВ "ИГЭС"	Срабатывание	149	ОПУ
		Неисправность	150	
		Срабатывание ДЗ	151	
		Срабатывание ТНЗНП	152	
		Срабатывание авар. МТЗ	153	
28	ДФЗ ВЛ-110 кВ "Максимовская"	Срабатывание	154	ОПУ
		Неисправность	155	
		Срабатывание ДФЗ	156	
		Срабатывание авар. МТЗ	157	
29	КСЗ ВЛ-110 кВ "Максимовская"	Срабатывание	158	ОПУ
		Неисправность	159	
		Срабатывание ДЗ	160	
		Срабатывание ТНЗНП	161	
		Срабатывание авар. МТЗ	162	

Примечания:

1. Ориентировочное количество дискретных сигналов составит - 117, аналоговых сигналов – 79.

2. Итоговый перечень аналоговых и дискретных сигналов определить на стадии «Рабочая документация».

3. Передачу данных РАС осуществлять в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ и АО «ИЭСК».

РАС обеспечивает ввод достаточно большого числа дискретных сигналов. Любой из них может присутствовать в осциллограмме, а также в табличной распечатке ведомости событий. Любой сигнал может быть назначен инициативным для запуска процесса осциллографирования.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ	Лист
							24

Питание цепей ОБР предусматривается от блока питания, запитанного от вводов постоянного и переменного тока с гальванической развязкой цепей.

2.9 Вторичные цепи

Контрольные кабели подключаются к шкафам и сборкам через сборки зажимов с винтовым креплением. Для исключения наводок в цепях управления, измерения и РЗА применяются контрольные кабели с общим экраном. Совмещение в одном кабеле цепей измерения с силовыми и управляющими цепями не допускается.

По условию механической прочности жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее - 1,5 мм² для меди. По условию механической прочности для токовых цепей, жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее - 2,5 мм² для меди.

Заземление вторичных обмоток трансформаторов напряжения и тока выполняется на ближайшей от трансформатора сборке зажимов или на зажимах трансформатора.

Вторичные обмотки ТН должны заземляться для обеспечения безопасности персонала. Заземление должно быть надежным и наглядным. В проводах, соединяющих точку заземления с обмотками ТН, не должно быть коммутационных и защитных аппаратов (рубильников, переключателей, автоматических выключателей, предохранителей и др.). Сечение заземляющего провода должно быть не менее 4 мм² (по меди).

Для видимого разрыва в цепях напряжения устанавливаются рубильники либо клеммы с размыканием.

Контрольные кабели вторичных цепей тока и напряжения применяются с металлическими экранами (общим экраном или с экранированными жилами) или броней, для устранения либо снижения уровня помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений, ввиду чувствительности микропроцессорных терминалов РЗА и цифровых измерительных устройств к наводкам.

Предпочтительно использовать кабельную продукцию, изготовленную по ГОСТ. Применение кабелей, фактические параметры которых отличаются от требуемых недопустимо.

2.10 Оперативное питание устройств РЗА

Оперативное питание устройств РЗА осуществляется от

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ	Лист
							26

общеподстанционной системы оперативного постоянного тока (СОПТ). Для питания устройств РЗА и электромагнитов управления (ЭМВ, ЭМО 1, ЭМО 2) силовых выключателей предусматривается установка шкафов распределения оперативного тока (ШРОТ). Для питания каждого устройства РЗА, а также ЭМВ, ЭМО 1 и ЭМО 2 предусматривается установка отдельных автоматических выключателей в ШРОТ, причем питание основного и резервного устройства РЗА, ЭМО 1 и ЭМО 2 осуществляется от разных секций ЩПТ.

3 Решения по противоаварийной автоматике

В отступление от задания на проектирование, АЧР 1, 2 с.ш. 10 кВ, 3, 4 с.ш. 6 кВ устанавливается в рамках смежного титула «Модернизация ПС 110 кВ Мельниково (Оснащение микропроцессорными устройствами АЧР с функцией блокировки по скорости изменения частоты)».

Так как отсутствует возможность модернизации существующего шкафа УОН проектом предусматривается установка на ПС 110 кВ Мельниково нового шкафа расширение существующего шкафа УОН.

Интеграция вновь устанавливаемого шкафа расширения УОН выполняется установкой дополнительных блоков входных и выходных сигналов в шкаф расширения УОН.

На ПС 500 кВ Иркутская комплекты САОН1 и САОН2 должны сформировать команду «ОН Мельниково», которая будет использоваться в этом проекте.

Поскольку в САОН заложены возможности для модернизации, достаточно выполнить изменения конфигурации в части команды «ОН Мельниково» (увеличение объема отключаемой нагрузки).

Других изменений и дополнений в САОН1 (2) ПС 500 кВ Иркутская и УОН ПС 110 кВ Мельниково для передачи команды ПА выполнять не требуется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	этом проекте.					
			Поскольку в САОН заложены возможности для модернизации, достаточно выполнить изменения конфигурации в части команды «ОН Мельниково» (увеличение объема отключаемой нагрузки).					
			Других изменений и дополнений в САОН1 (2) ПС 500 кВ Иркутская и УОН ПС 110 кВ Мельниково для передачи команды ПА выполнять не требуется.					
						1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ		Лист
								27
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Команда «ОН Мельниково» проходит по существующим основному и резервному цифрового каналу связи (ЦСС) непосредственно до существующих шкафов ШСС ПС Мельниково.

Далее от шкафов ЦСС цифровом способом (витая пара) команда передается в шкаф УОН и в шкафу расширение УОН формируется дискретный выходной сигнал на отключение фидеров отходящих линий 6 и 10 кВ, который передается на дискретный вход терминалов РЗА.

Через индивидуальное выходное реле и переключатель ввода/вывода цепей отключения, установленные в шкафу УОН, от команды «ОН Мельниково» отключаются все отходящие присоединения 6, 10 кВ (кроме ТСН).

После установки проектируемого шкафа расширения УОН появляется возможность добавления сигналов отключения нагрузки ЗРУ-6/10 кВ (кроме ТСН и ТДГР). Команда «ОН Мельниково» будет отвечать за управляющее воздействие на ПС Мельниково для ЗРУ-6/10 кВ.

Установка нового шкафа расширения УОН в том числе необходима для исключения ошибок при наладке оборудования, переноса УВ ЗРУ-6/10 кВ. Существующие цепи УОН и присоединения 6 и 35 кВ изменению не подвергаются.

Нагрузка отключаемых присоединений передаётся в цифровом виде от ИП ячеек в шкаф расширения УОН и далее по ЦСС в САОН1 и САОН2 ПС 500 кВ Иркутская.

В конфигурации устройства САОН1 и САОН2 ПС 500 кВ Иркутская требуется корректировка с части приема новых сигналов ТИ.

В процессе пуско-наладочных работ все изменения и дополнения должны быть программным способом внесены в конфигурацию САОН1(2).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	В конфигурации устройства САОН1 и САОН2 ПС 500 кВ Иркутская требуется корректировка с части приема новых сигналов ТИ.							
			В процессе пуско-наладочных работ все изменения и дополнения должны быть программным способом внесены в конфигурацию САОН1(2).							
							1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ			Лист
										28
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата					

4 Объем устанавливаемых устройств РЗА

Состав предусматриваемых к установке устройств РЗА на ПС 110 кВ Мельниково для 1 пускового комплекса представлен в таблице 4.1, для 2 пускового комплекса в таблице 4.2., для 3 пускового комплекса представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.1 – Объем устанавливаемых устройств РЗА и шкафов вторичных соединений

№ п/п	Наименование устройства	Кол-во, шт
1	2	3
ОПУ		
1	Шкаф основной защиты (1 комплект) Т-3 и АРНТ Т-3	1
2	Шкаф основной (2 комплект), резервной защиты Т-3	1
3	Панель управления Т-3 с мнемосхемой	1

Таблица 4.2 – Объем устанавливаемых устройств РЗА и шкафов вторичных соединений

№ п/п	Наименование устройства	Кол-во, шт
1	2	3
ОПУ		
1	Шкаф основной защиты (1 комплект) Т-4 и АРНТ Т-4	1
2	Шкаф основной (2 комплект), резервной защиты Т-4	1
3	Панель управления Т-4 с мнемосхемой	1
4	Шкаф организации цепей напряжения ТН-110	1
5	Шкаф защиты и АУВ СВ-110 кВ	1
6	Шкаф регистратора аварийных событий	1
7	Шкаф расширения УОН	1
КРУ-10 кВ		
8	Терминал РЗА вводного выключателя 10 кВ	2
9	Терминал РЗА шинного ТН 10 кВ	2
10	Терминал РЗА секционного выключателя 10 кВ	1
11	Терминал РЗА отходящей линии 10 кВ	34
КРУ-6 кВ		
12	Терминал РЗА вводного выключателя 6 кВ	2
13	Терминал РЗА шинного ТН 6 кВ	2
14	Терминал РЗА секционного выключателя 6 кВ	1
15	Терминал РЗА отходящей линии 6 кВ	22

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

Таблица 4.3 – Объем устанавливаемых устройств РЗА и шкафов
вторичных соединений

№ п/п	Наименование устройства	Кол-во, шт
1	2	3
ОПУ		
1	Шкаф управления ДГР-6 кВ	1
2	Шкаф управления ДГР-10 кВ	1

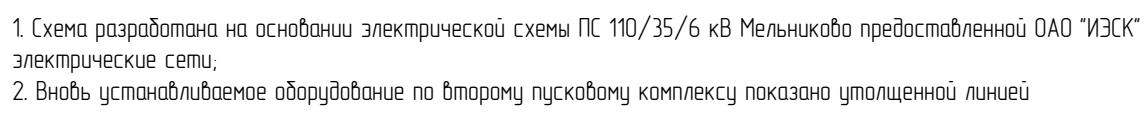
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	30

Таблица регистрации изменений

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	31

1-ЮЭС-2024-ИОС 1.3–ТЧ

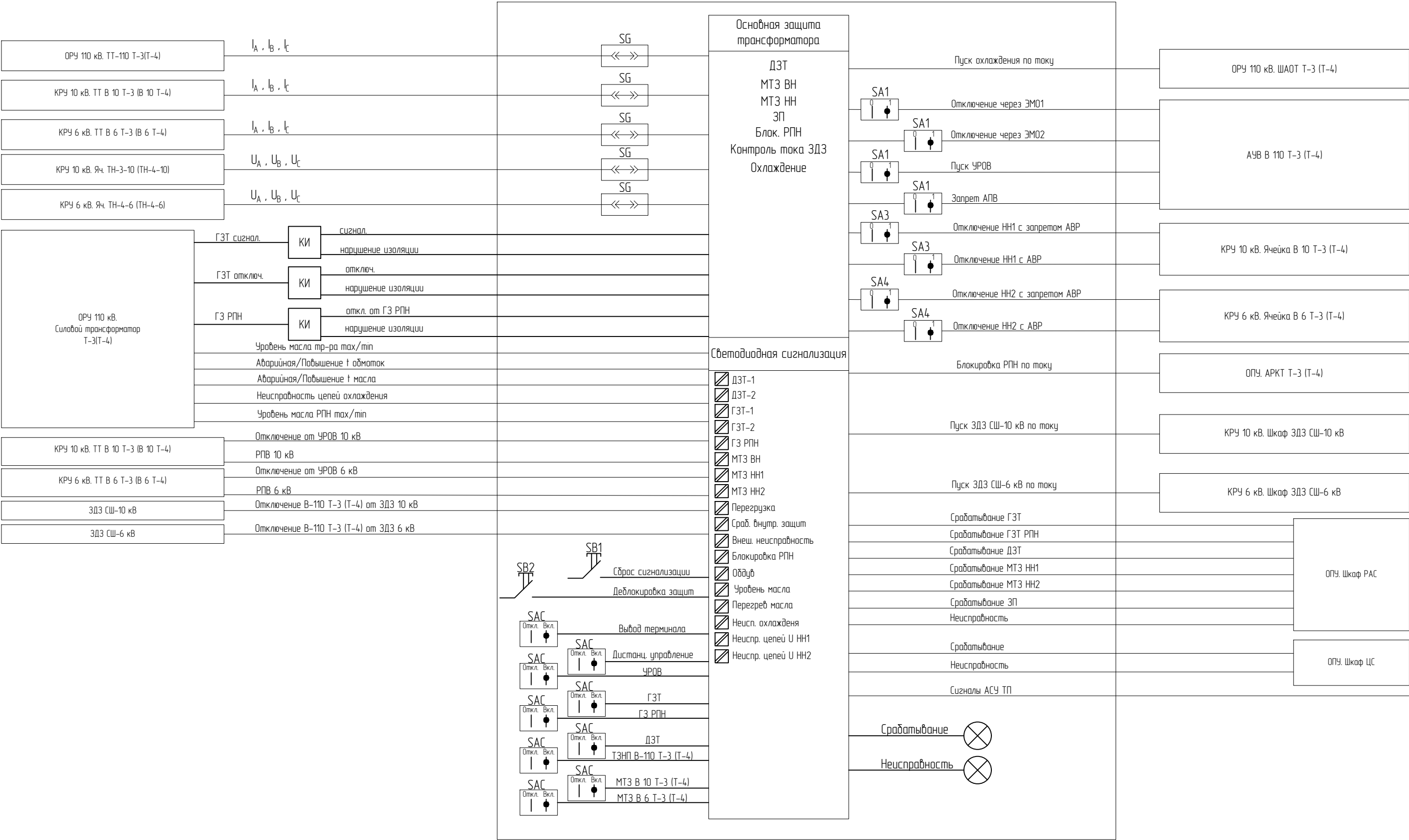
[illegible]

Спецификация на основ-110 Т-3ое оборудование				
№ ячейки	Тип металлоконстр. (ВхГхШ), мм	Назначение шкафа	Кол.	Примечание
ЦС1	2000х600х800	Шкаф центральной сигнализации	1	
ЦС2	2000х600х800	Шкаф центральной сигнализации	1	
1У	2000х600х800	Панель управления Т-1 с мнемосхемой	1	
2У	2000х600х800	Панель управления Т-2 с мнемосхемой	1	
3У	2000х600х800	Панель управления Т-3 с мнемосхемой	1	Установка на 1 этапе
4У	2000х600х800	Панель управления Т-4 с мнемосхемой	1	Установка на 2 этапе
1Р	2000х600х800	Шкаф питания цепей ОБР	1	
2Р	2000х600х800	Шкаф ДФЗ В/Л-110 кВ "ИГЭС"	1	
3Р	2000х600х800	Шкаф резервной защиты В/Л-110 кВ "ТЭС"	1	
4Р	2000х600х800	Шкаф ДФЗ В/Л-110 кВ "Максимовская"	1	
5Р	2000х600х800	Шкаф резервной защиты В/Л-110 кВ "Максимовская"	1	
6Р	2000х600х800	Шкаф АУВ СВ-110 кВ	1	
7Р	2000х600х800	Шкаф организации цепей напряжения ТН-110	1	
8Р	2000х600х800	Шкаф защит трансформаторов и АУВ Т-1	1	
9Р	2000х600х800	Шкаф управления РПН	1	
10Р	2000х600х800	Шкаф защит трансформаторов и АУВ Т-2	1	
11Р	2000х600х800	Шкаф основной (2 комплект), резервной защиты Т-3	1	Установка на 1 этапе
12Р	2000х600х800	Шкаф основной защиты (1 комплект) Т-3 и АРНТ Т-3	1	Установка на 1 этапе
13Р	2000х600х800	Шкаф организации цепей напряжения ТН-110	1	Установка на 2 этапе
14Р	2000х600х800	Шкаф ТН-35кВ, АЧР-6,35кВ	1	
15Р	2000х600х800	Шкаф защиты вводов 35кВ	1	
16Р	2000х600х800	Шкаф защиты линий 35кВ	1	
17Р	2000х600х800	Шкаф защиты СВ-35	1	
18Р	2000х600х800	Шкаф защиты и АУВ СВ-110 кВ	1	Установка на 2 этапе
19Р	2000х600х800	Шкаф регистратора аварийных событий	1	Установка на 2 этапе
21Р	2000х600х800	Шкаф ОПФ	1	
22Р	2000х600х800	Шкаф основной (2 комплект), резервной защиты Т-4	1	Установка на 2 этапе
23Р	2000х600х800	Шкаф основной защиты (1 комплект) Т-4 и АРНТ Т-4	1	Установка на 2 этапе
24Р	2000х600х800	Шкаф ЛУОН2	1	
25Р	2000х600х800	Шкаф ЛУОН-АОПО	1	
32Р	2000х600х800	Шкаф управления ДГР-10 кВ	1	Установка на 3 этапе
33Р	2000х600х800	Шкаф управления ДГР-6 кВ	1	Установка на 3 этапе
АСКЧ31	2000х600х800	Панель измерений	1	
АСКЧ32	2000х600х800	Шкаф учета	1	
АСКЧ33	2000х600х800	Шкаф УСКД	1	
ВВ1Н		Щит собственных нужд в составе:	1	
	2000х800х800	ВВ1 Ввод 1, ВВ2 Ввод2, СВ	1	
	2000х800х800	О/Л1 Панель распределения секция 1	1	
	2000х800х800	О/Л1 Панель распределения секция 2	1	
ВЕ1, ВЕ2		Щит постоянного тока в составе:	2	
	2000х800х800	АБ-1, АБ-2 Шкаф аккумуляторной батареи	2	
	2000х800х800	ЗВУ-1, ЗВУ-2 Шкаф зарядно-выпрямительного устройства	2	
	2000х800х800	О/Л1, О/Л2 Панель распределения секция 3,4	2	
ШПВ	1000х600х300	Шкаф питания соленоидов	1	
		В помещении связи		
СВ1,2,3	2000х800х800	Панель связи	3	
АСЧ1,2,3	2000х800х800	Шкаф АСЧ ТП	3	

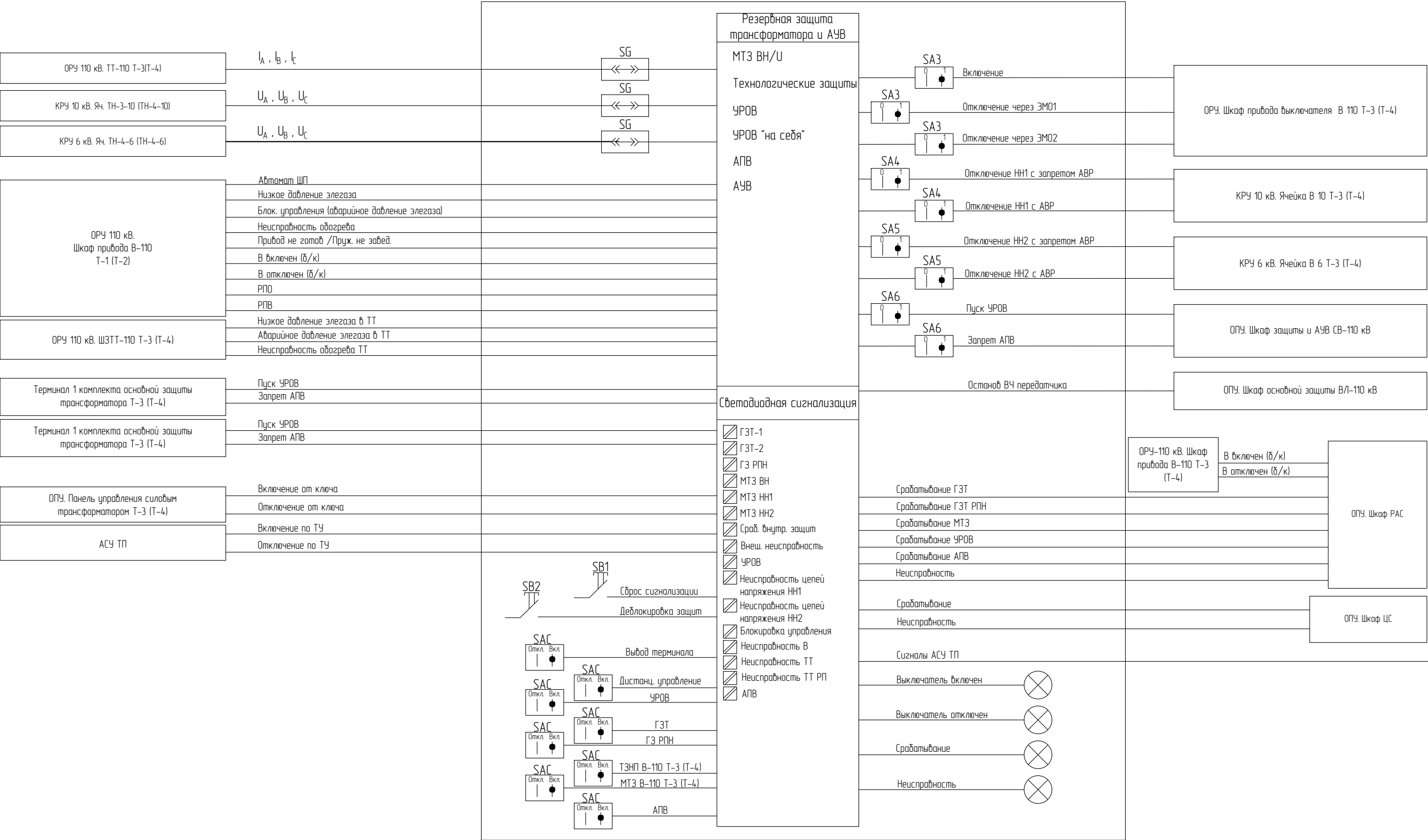







						1-ЮЭС-2024-ИЭС1.3-ГЧ3		
						Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Хахулин			<i>ХХ</i>	07.25	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 3. Релейная защита, управление и автоматика	П	1
Проверил	Кажебников			<i>Ж</i>	07.25			
						Общеподстанционный пункт управления РЗА		
Н.контр.	Загоскина			<i>Заг</i>	07.25			
Проверил	Иванов			<i>И</i>	07.25			

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

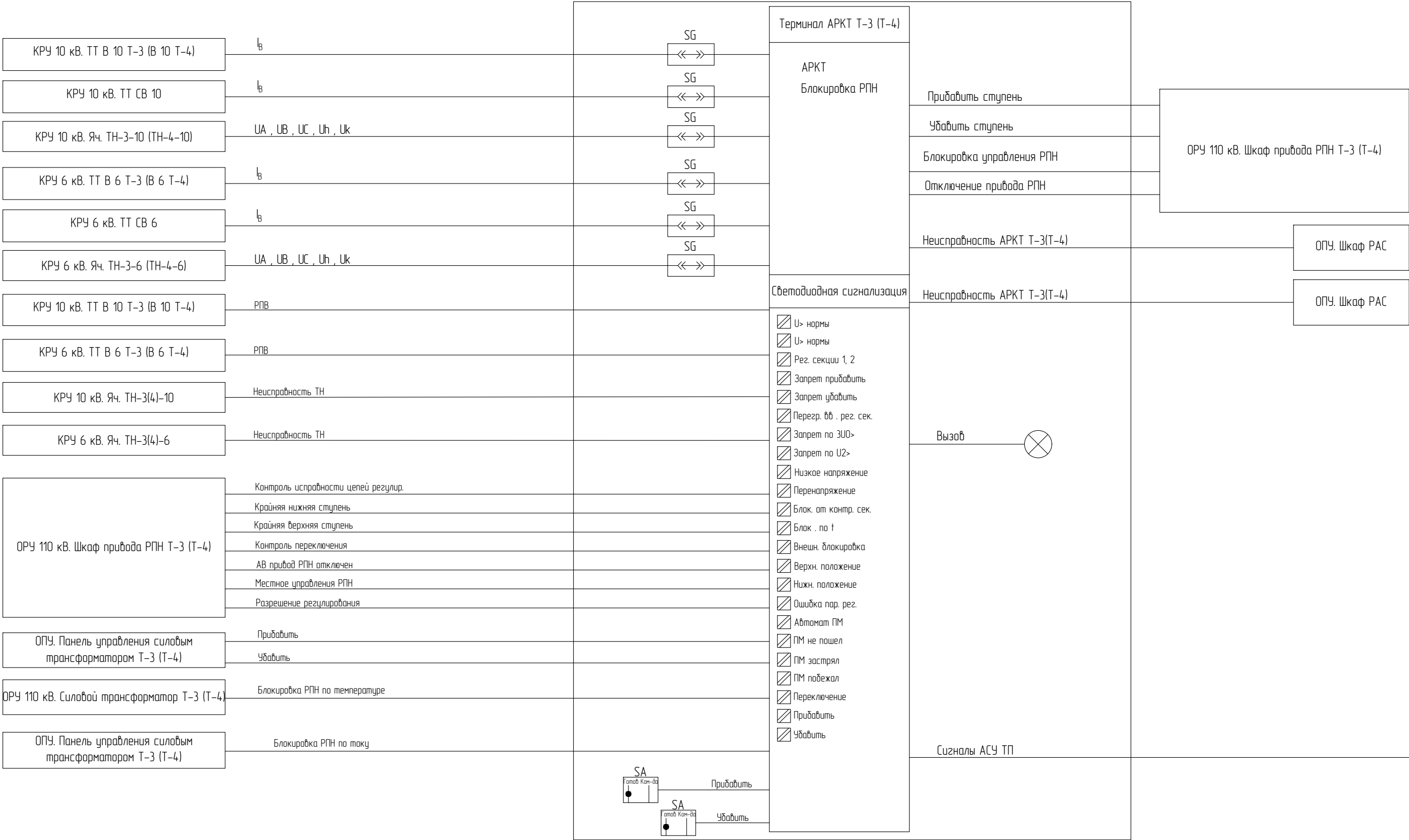







Согласовано				
Взам. инв. №				
Подпись и дата				
Инв. № подл.				



						1-ЮЭС-2024-ИОС1.3-ГЧ5			
						Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 3. Релейная защита, управление и автоматика	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Хахулин			07.25		П	1	
Проверил		Кажебников			07.25				
Н.контр.		Загоскина			07.25	Структурно-функциональная схема резервной защиты трансформатора и АУВ			
Проверил		Иванов			07.25				

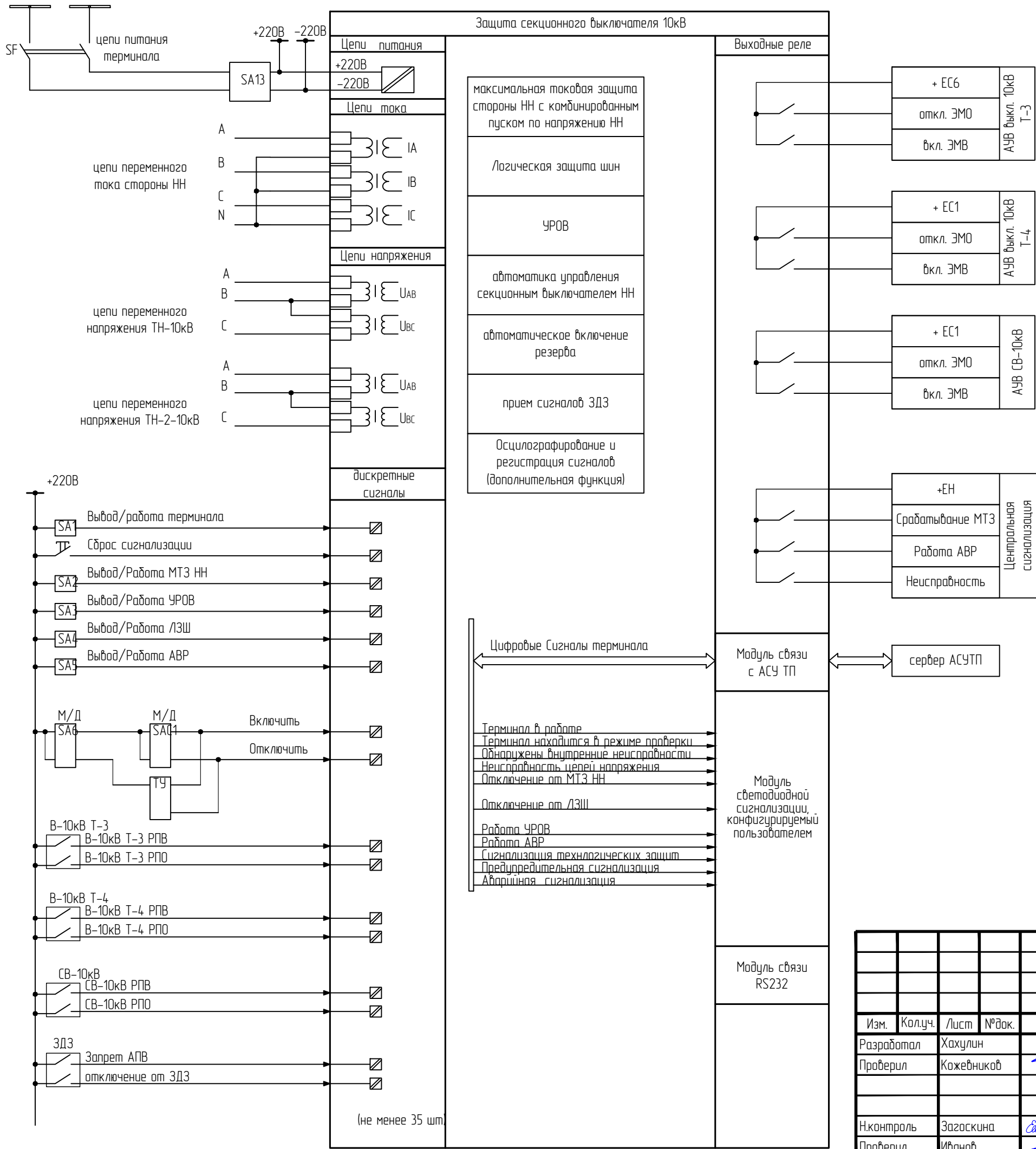
Согласовано				
Взам. инв.№				
Подпись и дата				
Инв. № подл.				








						1-ЮЭС-2024-ИОС1.3-ГЧ6			
						Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 3. Релейная защита, управление и автоматика	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Хахулин			07.25		П	1	
Проверил		Кажевников			07.25				
Н.контроль		Загоскина			07.25	Структурно-функциональная схема АРКТ			
Проверил		Иванов			07.25				

Согласовано					
-------------	--	--	--	--	--

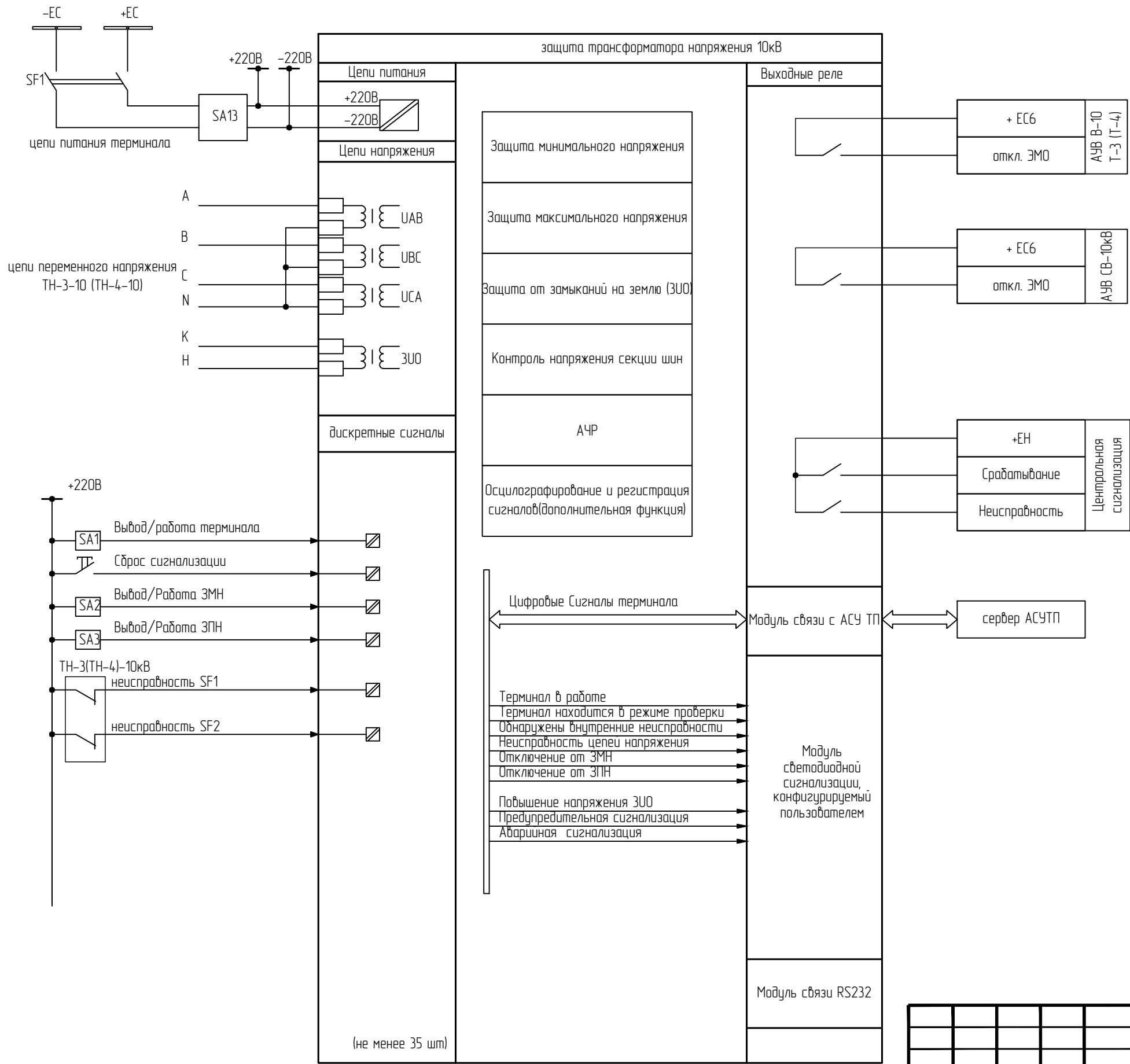
Взам. инв.№					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					



						1-ЮЭС-2024-ИОС13-ГЧ9			
						Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 3. Релейная защита, управление и автоматика	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Хахулин			07.25		П	1	
Проверил		Кажебников			07.25				
						Структурно-функциональная схема секционного выключателя 10 кВ			
Н.контроль		Загоскина			07.25				
Проверил		Иванов			07.25				



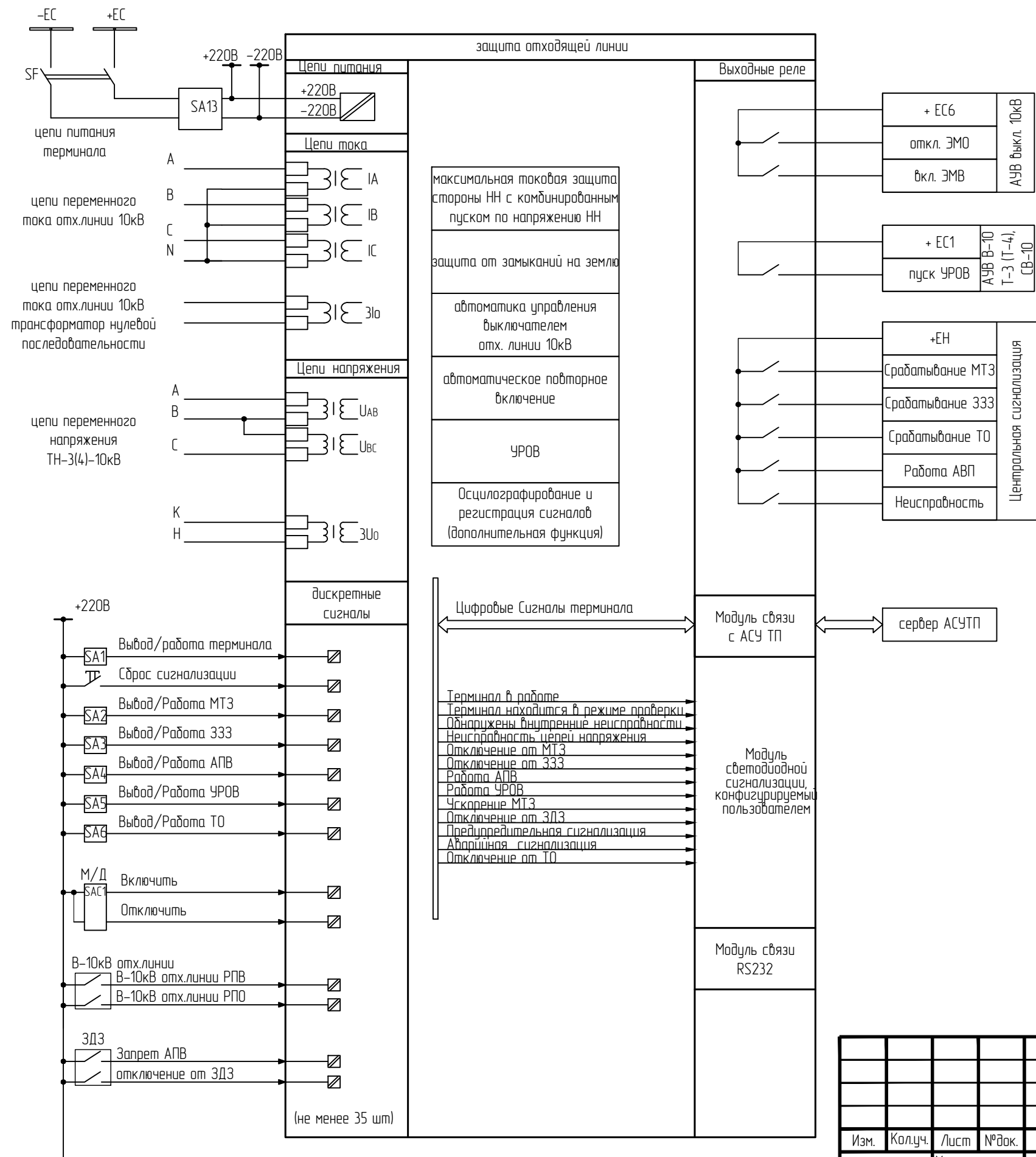
Согласовано		Взам. инв.№	Подпись и дата	Инв. № подл.

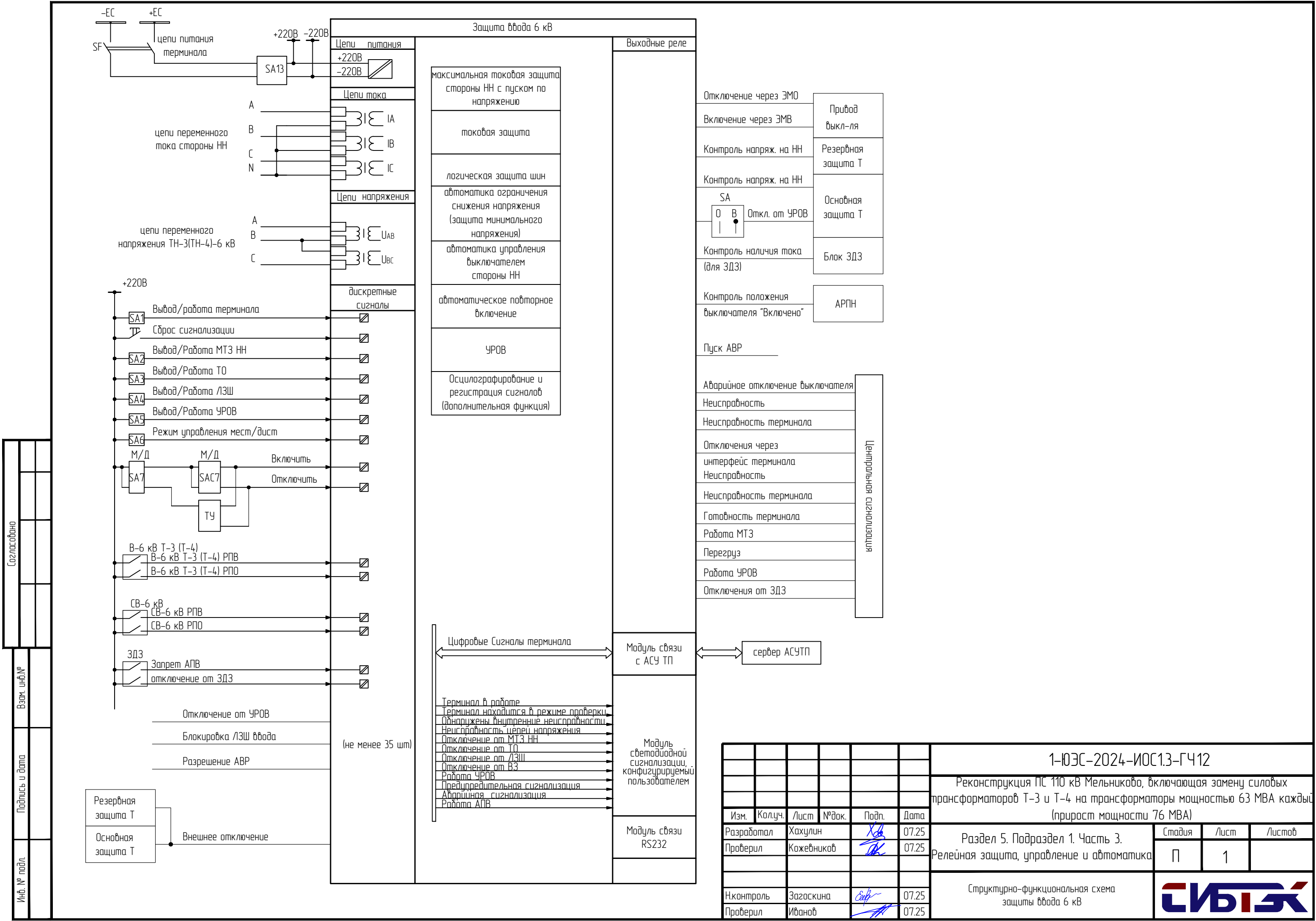







						1-ЮЭС-2024-ИОС1.3-ГЧ10		
						Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 3. Релейная защита, управление и автоматика	Стадия	Лист
Разработал	Хахулин				07.25		П	1
Проверил	Кажебников				07.25			
Н.контроль	Загоскина				07.25			
Проверил	Иванов				07.25			
						Структурно-функциональная схема защит ТН 10 кВ		



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



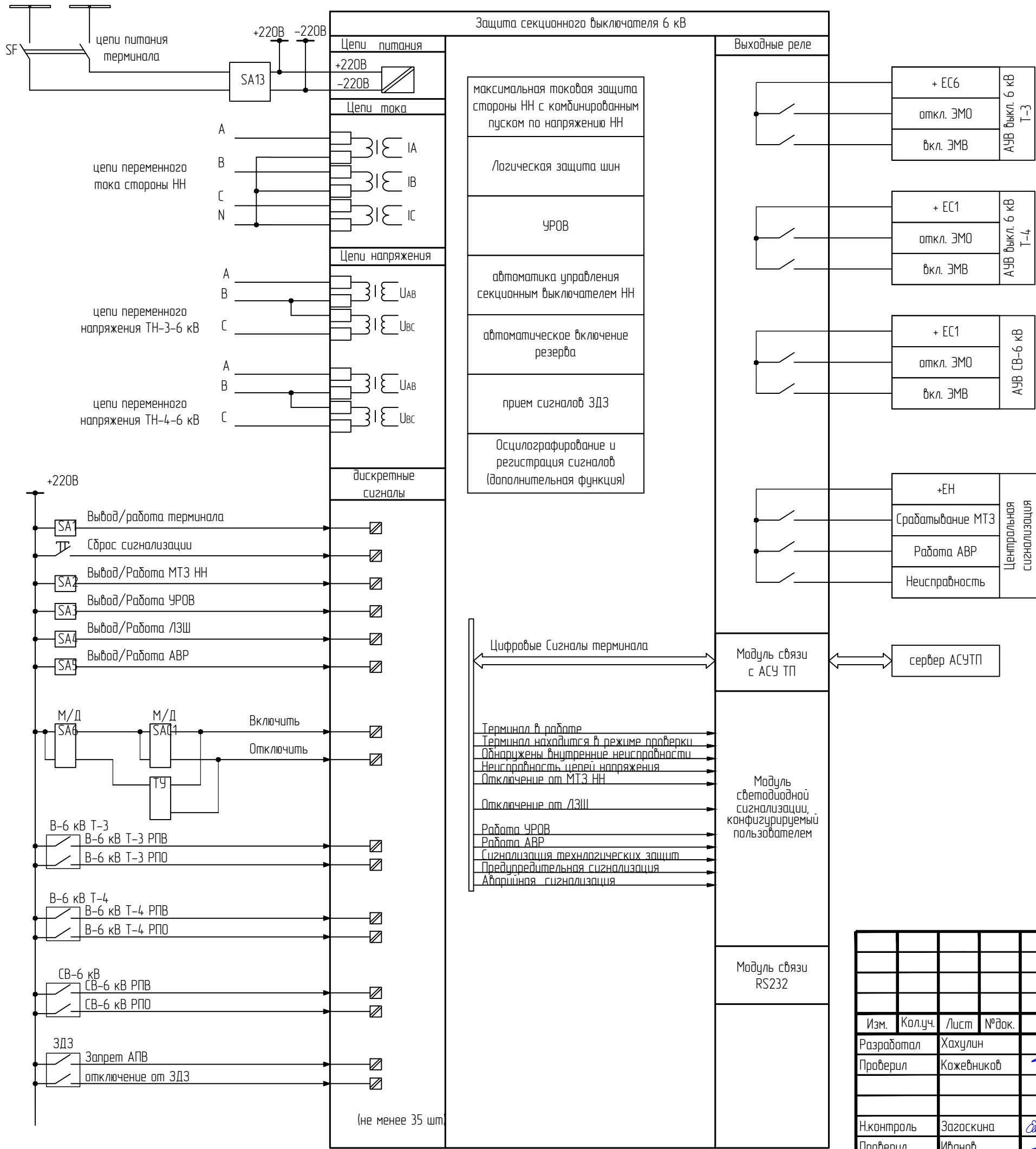







						1-ЮЭС-2024-ИОС13-ГЧ12			
						Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 3. Релейная защита, управление и автоматика	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Хахулин			07.25		П	1	
Проверил		Кожебников			07.25				
						Структурно-функциональная схема защиты ввода 6 кВ			
Н.контроль		Загоскина			07.25				
Проверил		Иванов			07.25				



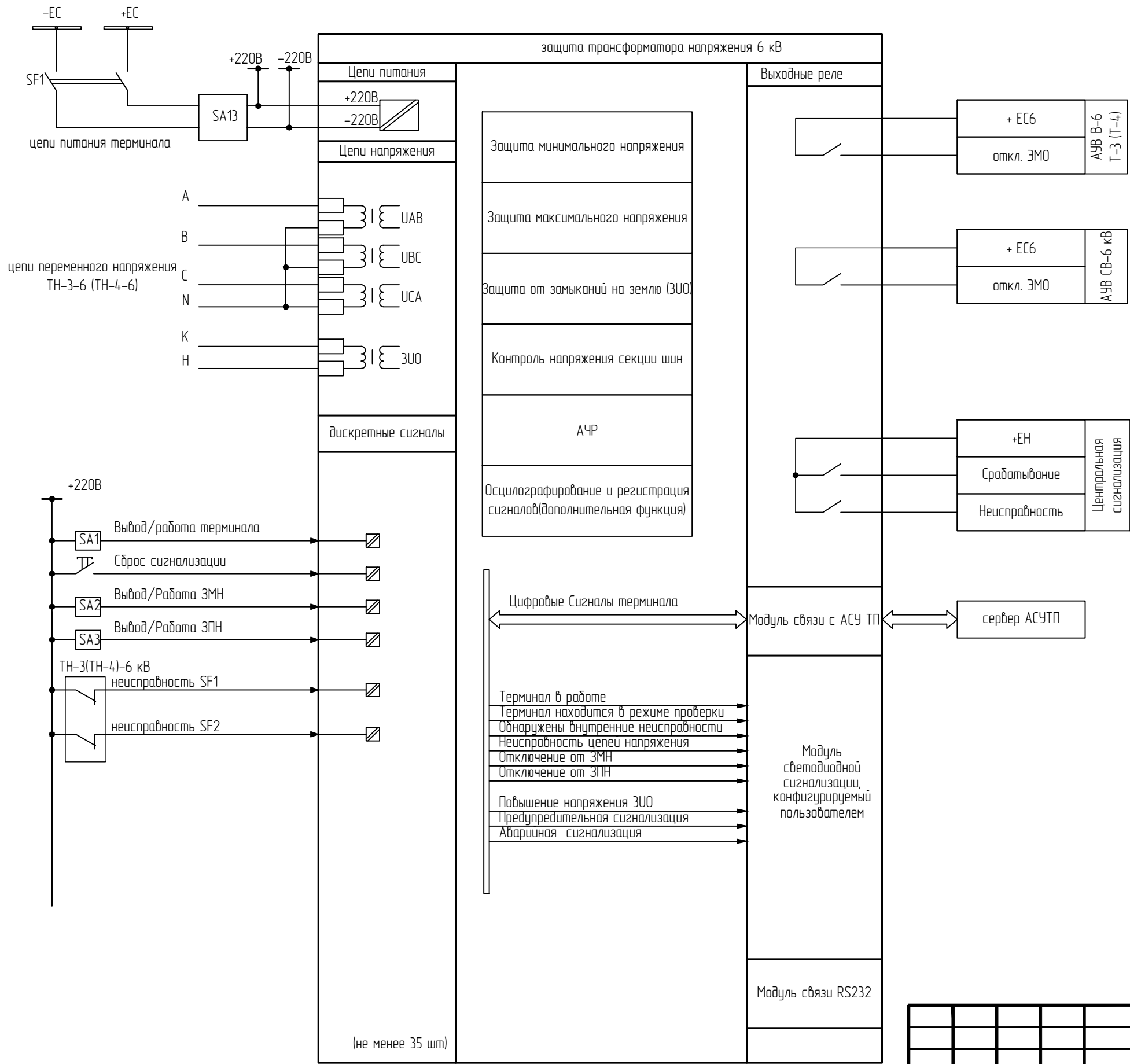
Согласовано	






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



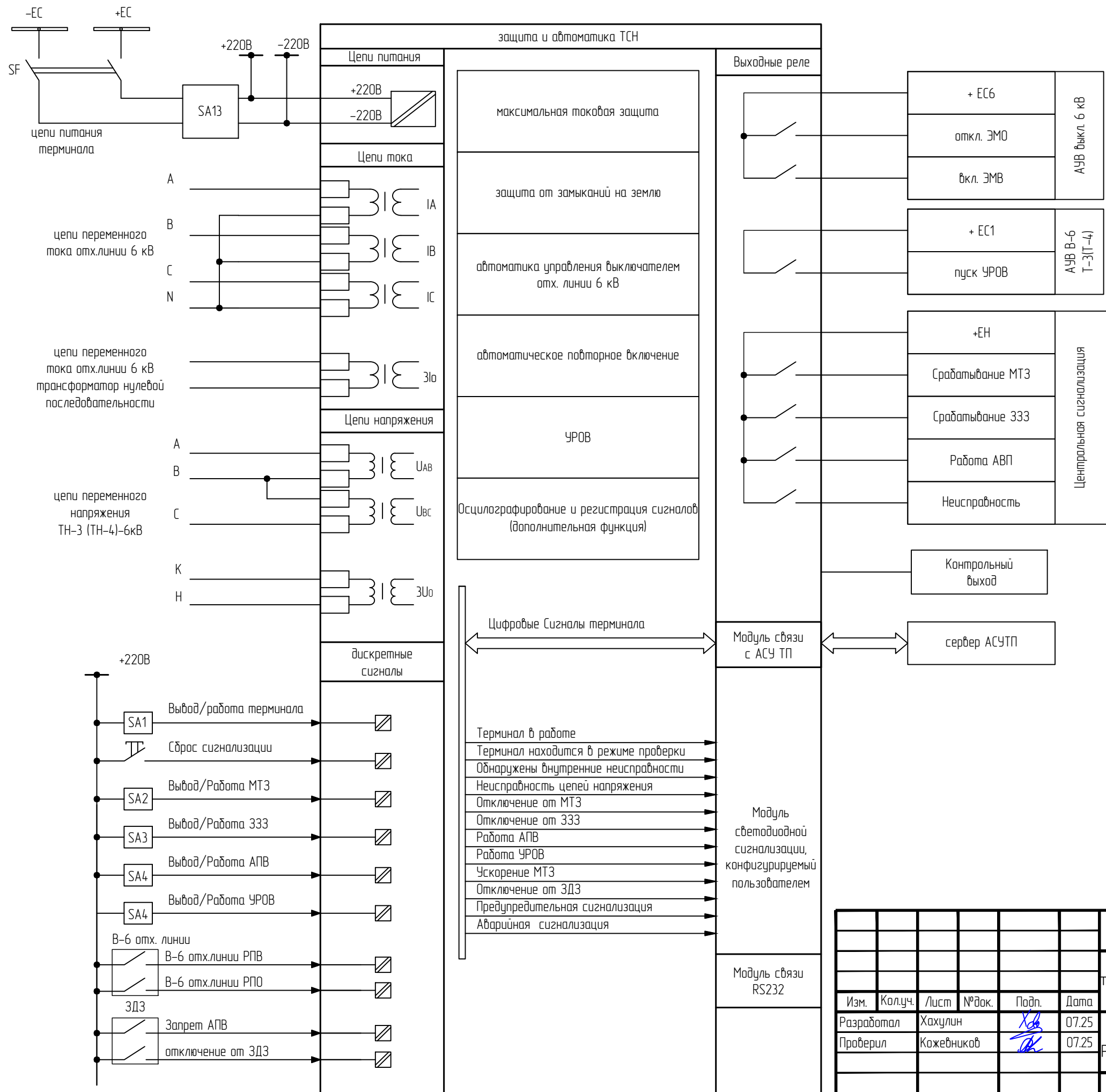
						1-ЮЭС-2024-ИОС13-ГЧ13						
						Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 3. Релейная защита, управление и автоматика			Стадия	Лист	Листов	
Разработал		Хажулин			07.25				П	1		
Проверил		Кажебников			07.25							
						Структурно-функциональная схема секционного выключателя 6 кВ						
Н.контроль		Загоскина			07.25							
Проверил		Иванов			07.25							

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



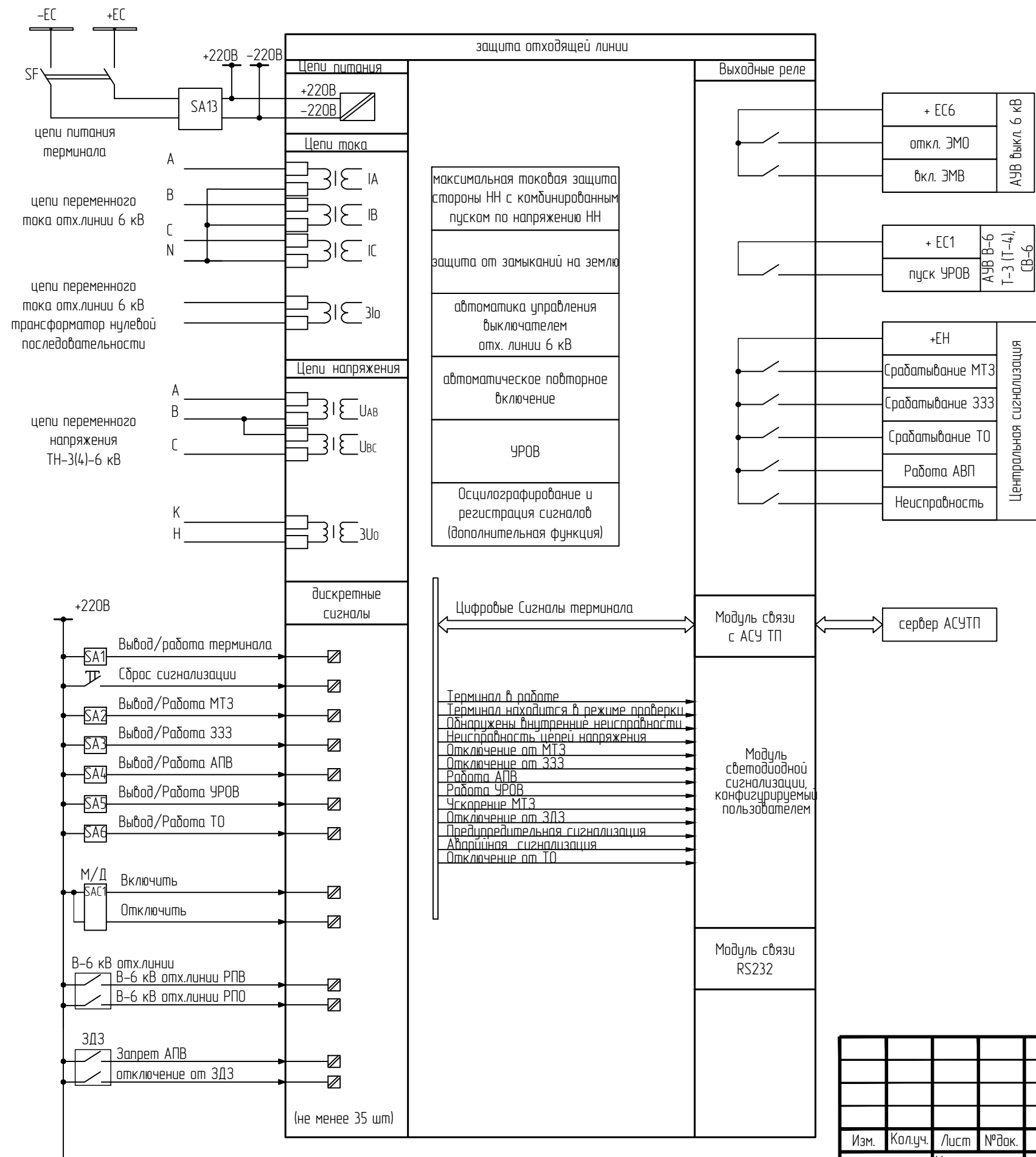
						1-ЮЭС-2024-ИОС13-ГЧ14						
						Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 3. Релейная защита, управление и автоматика		Стадия	Лист	Листов		
Разработал		Хахулин			07.25			П	1			
Проверил		Кожевников			07.25							
						Структурно-функциональная схема защит ТН 6 кВ						
Н.контроль		Загоскина			07.25							
Проверил		Иванов			07.25							

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



						1-ЮЭС-2024-ЮЭС13-ГЧ15		
						Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 3. Релейная защита, управление и автоматика	Стадия	Лист
Разработал	Хахулин			ХХ	07.25		П	1
Проверил	Кажебников			КЖ	07.25	Структурно-функциональная схема защит ТСН 6 кВ		
Н.контр.	Загоскина			ЗГ	07.25	СИБТЭК		
Проверил	Иванов			ИВ	07.25			

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



						1-ЮЭС-2024-ИОС13-ГЧ16		
						Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково, включающая замену силовых трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью 63 МВА каждый (прирост мощности 76 МВА)		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Часть 3. Релейная защита, управление и автоматика	Стадия	Лист
Разработал	Хахулин			ХХ	07.25		П	1
Проверил	Кажебников			КЖ	07.25			
						Структурно-функциональная схема защит 0/1 6 кВ		
Н.контр.	Загоскина			ЗГ	07.25			
Проверил	Иванов			ИВ	07.25			



Приложение № 1

Задание на проектирование

по титулу: «Ю7 Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково (замена Т-3 и Т-4 на 40 МВА) (прирост мощности 30 МВА)»

СОГЛАСОВАНО:

Первый заместитель директора –
главный диспетчер Филиала
АО «СО РЭС» Иркутское РДУ



С.А. Клепиков
2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Технический директор –
главный инженер АО «ИЭСК»



Ю. Н. Терских
2024 г.

ЗАДАНИЕ

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

1. Основание для проектирования.

- 1.1 Инвестиционная программа АО «ИЭСК» на 2020-2024 гг.
- 1.2 Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2024 – 2029 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 30.11.2023 № 1095.

2. Вид строительства.

- 2.1 Реконструкция.

3. Район, пункт и площадка строительства.

- 3.1 Участок расположен в Свердловском районе г. Иркутска между ул. Аргунова и ул. Берёзовая Роща.

4. Основные технико-экономические показатели.

- 4.1 Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково:
 - замена трансформаторов Т-3 и Т-4 на трансформаторы мощностью по 63 МВА каждый;
 - замена существующего ОРУ 110 кВ (Т-3, Т-4) по одному из двух вариантов: применение блочно-модульного ОРУ с жёсткой ошиновкой и элегазовыми выключателями и разъединителями с двигательными приводами; применение комбинированных ячеек (тип определить при проектировании);
 - реконструкция КРУН-6/10 кВ (Т-3, Т-4) с заменой оборудования;
 - реконструкция защит Т-3 и Т-4;
 - реконструкция (РУ-110/10/6 Т-3, Т-4) схемы питания собственных нужд переменного и постоянного тока с переводом в БМЗ ОПУ (Т-1, Т-2).

5. Объем проектной документации.

- 5.1 Проектную документацию на объект капитального строительства разработать в соответствии с «Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденным Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87, в объеме, необходимом для прохождения государственной экспертизы и осуществления строительства.
- 5.2 Рабочую документацию на объект капитального строительства разработать в объеме необходимом для реализации в процессе строительства архитектурных, технических и технологических решений, содержащихся в проектной документации.
- 5.3 Проектирование выполнить в соответствии с действующими нормативными документами: ГОСТ, СанПиН, СНиП, РДС, ВНТП, НТП, СП, ПУЭ, инструкциями производителей.

6. Основные проектные решения.

- 6.1 Схему ОРУ 110 кВ принять существующую типовую № 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Схему ОРУ 110 кВ уточнить проектом и согласовать с Филиалом

АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ, АО «ИЭСК» и филиалом АО «ИЭСК» «Южные электрические сети» (далее по тексту - ЮЭС).

6.2 Схему РУ-10 кВ принять существующую типовую № 10-1 «Одиночная, секционированная выключателем, система шин».

6.3 Схему РУ-6 кВ принять существующую типовую № 6(10)-1 «Одиночная, секционированная выключателем, система шин».

6.4 Выполнить реконструкцию РУ-6/10 кВ в объёме:

- замена КРУН-10 кВ (3 и 4 СШ) и КРУН-6 кВ (3 и 4 СШ) на РУ-6/10 кВ в блочно-модульном здании (БМЗ) с ячейками КРУ-10 кВ.

Общее количество отходящих линий 6/10 кВ - не менее двенадцати на каждой секции шин с кабельными выводами и с возможностью установки на каждой секции дополнительных ячеек. Количество отходящих линий (ячеек) 6/10 кВ на секциях шин 6/10 кВ уточнить проектом с учётом конфигурации внутрирайонных сетей 6/10 кВ и согласовать с ЮЭС.

6.5 При строительстве применить:

- колонковый элегазовый выключатель 110 кВ (СВ-110) с выносными трансформаторами тока;
- ОПН-110 кВ с системой контроля состояния под рабочим напряжением;
- разъединители 110 кВ с моторным приводом главных и заземляющих ножей с возможностью дистанционного управления ими;
- ячейки КРУ-6/10 кВ кассетного типа с вакуумными выключателями 10 кВ с моторными приводами положения выключателя с возможностью дистанционного управления;
- КТПБ-110 кВ, БМЗ с ячейками КРУ-6/10 кВ, выполненные с учётом климатических и геологических условий площадки и комплектной поставки оборудования и аппаратуры РЗ;
- устройства РЗА принять однотипными на микропроцессорной базе, с программируемой логикой и поддержкой протокола обмена согласно ГОСТ МЭК 61850-3-2005. Типы устройств и фирму производителя согласовать с СРЗиА АО «ИЭСК».

6.6 Принять два трёхобмоточных силовых трансформатора напряжением 110/10/6 кВ мощностью по 63 МВА каждый. Мощность силовых трансформаторов уточнить проектом и согласовать с ЮЭС.

6.7 Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны соответствовать «Требованиям к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики», утверждённым приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101.

6.8 Проектом предусмотреть:

6.8.1 Обследование существующего контура заземления ПС с учётом замены оборудования 110/10/6 кВ (при необходимости выполнить реконструкцию контура заземления).

6.8.2 Реконструкцию маслоборника, маслоприёмников и фундаментов Т-3 и Т-4 (объём реконструкции определить проектом).

6.8.3 Установку реакторов 6/10 кВ на шинных мостах 6/10 кВ Т-3 и Т-4 (необходимость установки определить проектом по результатам расчётов Ikз).

6.8.4 Установку на каждой из секций шин 6/10 кВ ДГР с высокоомными резисторами (мощность ДГР уточнить проектом, результаты расчётов представить в проекте).

6.8.5 Установку в сети 6/10 кВ на каждой из секций шин терминалов определения повреждённых фидеров, действующих на сигнал, а далее на отключение повреждённого фидера релейной защитой.

6.8.6 Реконструкцию шинных мостов 6/10 кВ от Т-3 и Т-4 до КРУ-6/10 кВ. Тип шинных мостов 6/10 кВ (воздушные или изолированные токопроводы) определить проектом и согласовать с ЮЭС.

6.8.7 Реконструкцию защит Т-3, Т-4 на МП терминалах.

6.8.8 Привязку цепей реконструируемых защит к новой ЦС (в БМЗ ОПУ) на МП терминале.

6.8.9 Реконструкцию СН-0,4 кВ (ТСН-3, ТСН-4, ТСН-5), ЩИТ с переводом в БМЗ ОПУ

установкой новых панелей ЩСН. Мощность трансформаторов собственных нужд определить расчётом с учётом присоединения эпизодических нагрузок (ЭТЛ, установки прогрева и очистки масла), принять не менее чем 160 кВА каждый.

6.8.10 Размещение устройств РЗА, ПА (УОН, АЧР, ЧАПВ), ЩСН, ЩПТ, ТМ в существующем БМЗ ОПУ. Предусмотреть демонтаж старого здания ОПУ (Т-3, Т-4) (при необходимости).

6.8.11 Питание двигателей приводов выключателей и разъединителей выполнить на переменном оперативном токе с питанием от СН-0,4 кВ.

6.8.12 Отдельную обмотку у измерительных трансформаторов 110 кВ классом точности 0,2S для учёта электроэнергии.

6.8.13 Трёхфазные трёхобмоточные трансформаторы напряжения 6/10 кВ устойчивые к явлению резонанса в сети 6/10 кВ. Обмотка для учёта должна иметь класс точности не менее 0,5.

6.8.14 АВР-6/10 кВ с последующим автоматическим восстановлением схемы нормального режима.

6.8.15 ПА (УОН, АЧР) выполнить на отдельных микропроцессорных устройствах (не совмещённых с терминалами РЗ) с воздействием на отключение ячеек 10 кВ, 6 кВ в отдельных шкафах, выполнить интеграцию УОН в существующие каналы ТМ ПА и реализацию УВ от внешних устройств ПА.

6.8.16 Оперативную блокировку РУ-110/10/6 кВ (Т-3,4), выполненную на микропроцессорном терминале с питанием от источника, гальванически развязанного с сетью 0,4 кВ, со схемой контроля изоляции. Разработать и согласовать технические требования к ОБР.

6.8.17 На шкафах управления коммутационными аппаратами Т-3, Т-4 и СВ-6/10 кВ установить преобразователи ЭНИП-2 с блоками индикации ЭНМИ-3 и блоками телеуправления ЭНМВ для передачи информации в систему АСУ ТП.

6.8.18 Трансформаторы тока: для ТТ 110 кВ количество и класс точности вторичных обмоток определить на стадии ОТР. Трансформаторы тока для вводных ячеек 6/10 кВ Т-3 и Т-4 во всех трёх фазах предусмотреть четырёхобмоточные (либо два двухобмоточных ТТ, установленных последовательно) с классами обмоток 0,5S/0,5/10-/10-(0,5S/10- и 0,5/10-), а для СВ-6/10 кВ и новых линейных ячеек 6/10 кВ в трёх фазах, трёхобмоточные с классом: 0,5S/0,5/10-.

Для трансформаторов тока 110 кВ и трансформаторов тока вводных ячеек 6, 10 кВ Т-1 и Т-2 класс точности для релейной защиты, Мощность вторичных обмоток, коэффициент безопасности для обмоток 0,5S и 0,5, выбранный коэффициент предельной кратности для обмоток релейной защиты подтвердить расчётами согласно ГОСТ Р 58669-2019 «Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях» с учётом использования терминалов различных производителей. По результатам расчётов параметров ТТ для проведения тендера составить перечень производителей терминалов, удовлетворяющих требованиям ГОСТ Р 58669-2019.

Для трансформаторов тока СВ-6, СВ-10 кВ, трансформаторов тока отходящих ячеек класс точности трансформаторов тока для релейной защиты, мощность вторичных обмоток, коэффициент безопасности для обмоток 0,5S и 0,5, выбранный коэффициент предельной кратности для обмоток для релейной защиты подтвердить расчётами рекомендаций производителей терминалов.

Расчёты выполнить до составления технических требований к трансформаторам тока и заказа оборудования.

6.8.19 Присоединение ТСН-3 и ТСН-4 к шинам ЗРУ-10 кВ через выключатели согласно пункту 9.1.12 «Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007- 29.240.10.248-2017».

6.8.20 Выполнение расчётов токов короткого замыкания сети СН-0,4 кВ и сети постоянного тока. Выбрать уставки автоматических выключателей (номинальных токов плавких предохранителей) в данных сетях с учётом их чувствительности, селективности, быстродействия с выдачей проектных расчётов в СРЗЭИ ЮЭС. Кабельная продукция должна быть проверена на термическую стойкость и невосгорание при воздействии тока короткого замыкания. Расчёты оформить отдельным комплектом для СН-0,4 кВ и отдельным комплектом по сети постоянного тока, комплекты выдать в СРЗЭИ ЮЭС.

6.8.21 Автоматизированную систему телеуправления и телемеханики на базе цифровых

измерительных преобразователей, собранных в единый программно-технический комплекс (АСУТП ПС), синхронизированных с системой приёма единого точного времени (GPS/ГЛОНАС), с выводом информации на ЦППС РСДУ-5. Протокол обмена телеинформации МЭК 870-5-101/104 с синхронизацией от единого источника точного времени и передачей телеинформации по двум независимым каналам связи в Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ и РДП ЮЭС. Точки измерения и объём передаваемой информации согласовать с АО «ИЭСК» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ.

6.8.22 Система сбора и передачи информации (ССПИ) должна соответствовать Техническим требованиям по организации обмена с диспетчерскими центрами информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России (Приложение 4 Соглашения № 09С-23-2 о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и АО «ИЭСК» в целях обеспечения надёжности функционирования ЕЭС России от 19.06.2023.

6.8.23 На этапе разработки рабочей документации требуется сформировать формуляр согласования приема/передачи данных между ССПИ ПС 110 кВ Мельниково и Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ согласно ГОСТ Р МЭК 870-5-104, разработать программу и методику испытаний ССПИ ПС 110 кВ Мельниково.

6.8.24 Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА с привязкой к действующим устройствам и оборудованию.

6.8.25 Принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами; переключающие устройства (испытательные блоки, переключатели и т.п.), необходимые для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗА и отдельных функций и цепей; сигналы, отображаемые с помощью светодиодов.

Вместе с этим должны быть предоставлены:

- техническая информация и руководство по эксплуатации на русском языке;
- методические материалы по расчёту параметров настройки;
- бланки заданий уставок РЗА в редактируемом формате;
- решения по синхронизации терминалов по сигналам точного времени;
- монтажные схемы панелей, шкафов и оборудования;
- данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА в форме, рекомендованной заводом-изготовителем;
- схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;
- схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;
- заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типонаименования) для микропроцессорных устройств РЗА.

6.8.26 Выполнение учёта электрической энергии предусмотреть в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ), Типовой инструкции по учёту электрической энергии при её производстве, передаче и распределении РД 34.09.101-94 требованиями Правительства РФ от 04.05.2012г. №442. Учёт электрической энергии реализовать с применением счётчиков электрической энергии, интегрируемых в АИИС КУЭ АО «ИЭСК». Техническое задание на разработку проекта в части «Учёт электроэнергии» в соответствии с Техническими требованиями к системам учёта согласовать с ООО «Иркутская энергосбытовая компания» и с ЮЭС.

6.8.27 Установку шкафа гарантированного питания (ШГП) для аппаратуры связи и телемеханики, резервное питание подключить к АКБ ПС.

6.8.28 Расчёт защит прилегающей сети 6/10 кВ (при необходимости).

6.8.29 Расчёт защит прилегающей сети 110 кВ, предусмотрев при необходимости реконструкцию РЗА на смежных подстанциях.

6.8.30 Разработку узлов выхода кабелей из КРУ-6/10 кВ в сторону потребителя (до выходов за территорию подстанции) с учётом перспективы присоединения дополнительных линий 6/10 кВ и установки дополнительных ячеек.

6.8.31 Перевод отходящих КЛ-6/10 кВ из старых КРУН-6/10 кВ в новое БМЗ с ячейками КРУ-6/10 кВ.

6.8.32 Реконструкцию внешнего ограждения подстанции.

- 6.8.33 Установку сварочного поста на ОРУ-110 с рабочим током до 200 А.
- 6.8.34 Устройство для силовых трансформаторов анкерных точек для крепления страховочных привязей.
- 6.8.35 Устройство площадок обслуживания для привода выключателей 110 кВ.
- 6.8.36 Вторичные кабельные связи выполнять медными контрольными кабелями, выпущенными по ГОСТ 26411-85, при применении ТУ кабеля необходимо предусмотреть на порядок выше сечение жил в два раза. Проектной организации при разработке РД в кабельном журнале учитывать сечение контрольных кабелей, выпущенных по ГОСТ и ТУ.

7. Охрана окружающей среды.

Выполнить раздел «Мероприятия по охране окружающей среды» содержащий:

- 7.1 Результаты оценки воздействия на окружающую среду.
- 7.2 Перечень мероприятий по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду и рациональному использованию природных ресурсов на период строительства и эксплуатации объектов электроснабжения ПС.
- 7.3 Перечень и расчёт затрат на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат.

8. Обеспечение пожарной безопасности.

Выполнить раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», содержащий описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность электрооборудования ПС.

9. Пусковые комплексы.

9.1 Проектом выделить следующие пусковые комплексы:

Первый пусковой комплекс:

- замена трансформаторов Т-3 на один трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА;
- замена существующего оборудования ОРУ-110 кВ (ОД и КЗ-110 Т-3, ТР-110 Т-3, СР-3-110, ТН-3-10, ЛР-2-110 ГЭС, ВЧ обработки в полном объёме на ВЛ 110 кВ ИГЭС-Мельниково с отпайками);
- установка нового БМЗ с ячейками КРУ-6/10 кВ (3 СШ 6/10 кВ);
- реконструкция защит Т-3, СН-0,4 кВ, ЩПТ, ЦС, ТМ и связи;
- перевод отходящих КЛ-6/10 кВ из старого КРУН-6/10 кВ (3 СШ 6/10 кВ) в новое КРУ-6/10 кВ;
- демонтаж старого КРУН-10 кВ (3 СШ 6/10 кВ).

Второй пусковой комплекс:

- замена трансформатора Т-4 на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА;
- замена существующего оборудования ОРУ-110 кВ (ОД и КЗ-110 Т-4, ТР-110 Т-4, СР-4-110, ТН-4-10, СВ-110, ЛР-2-110 Максимовская, ВЧ обработки в полном объёме на ВЛ 110 кВ Максимовская-Мельниково с отпайкой на Глазково);
- реконструкция защит Т-4;
- установка нового БМЗ с ячейками КРУ-6/10 кВ (4 СШ 6/10 кВ);
- перевод отходящих КЛ-6/10 кВ из старого КРУН-6/10 кВ (4 СШ 6/10 кВ) в новое КРУ-6/10 кВ;
- демонтаж старого КРУН-6/10 кВ (4 СШ 10 кВ).

Третий пусковой комплекс:

- монтаж оборудования ДГР-3-6/10 кВ и ДГР-4-6/10 кВ.

Состав и объём мероприятий пусковых комплексов в проектной документации может быть откорректирован с учётом ОТР, разработанных для этапов набора нагрузки.

10. Стадийность проектирования.

10.1 Предусмотреть этапы проектирования:

I этап:

- разработка, обоснование, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ основных технических решений (ОТР).
В составе ОТР представить сметную стоимость строительства.

II этап:

- разработка, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ технических требований к оборудованию в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

III этап:

- разработка, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ проектной документации;
- сопровождение негосударственной экспертизы проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

IV этап:

- разработка, согласование с АО «ИЭСК», ЮЭС, затем с Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ рабочей документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

Сводный сметный расчёт и локальные сметы на строительно-монтажные и наладочные работы выполнить в текущих ценах согласно Исходных данных Заказчика (см. Приложение №1).

11. Особые условия проектирования и строительства.

11.1 Проектирование выполнить в соответствии с действующими нормативными документами:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7 издание;
- Требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утверждённые приказом Минэнерго РФ от 03.08.2018 № 630;
- Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утверждённые приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81.
- Методические указания по проектированию развития энергосистем, утверждённые Приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286;
- Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утверждённые приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101;
- Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утверждённые приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97;
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждённые Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937;
- Требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утверждённые приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546;
- Правила создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утверждённые приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556;
- «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248-2017»;
- «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.55.016-2008»;
- «Методические указания по выбору оборудования СОПТ». СТО-56947007-29.120.40.216-2016;
- «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. (РД 34.35.310-97)»;

- Межгосударственный стандарт ГОСТ 34045-2023 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
 - ГОСТ Р 59909-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Классификация»;
 - ГОСТ Р 57114-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения»;
 - ГОСТ Р 59384-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования»;
 - ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
 - ГОСТ Р 59232-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования»;
 - ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования»;
 - ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования»;
 - ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования»;
 - ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях»;
 - ГОСТ Р 70358-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Требования к работе устройств релейной защиты линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше в переходных режимах, сопровождающихся насыщением трансформаторов тока»;
 - «Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию», утверждено Постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008г. (в ред. от 21.12.2009г. №1044);
 - «Общие требованиями к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России», утверждено Приказом АО РАО «ЕЭС России» №57 от 11.02.2008г.;
 - СНиП 11-01-95 и другими действующими нормативно-техническими документами.
- Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации.

11.2 Выполнить раздел «Разработка комплекса мероприятий по выполнению требований электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств».

В разделе определить электромагнитную обстановку на всех присоединениях, на которых устанавливаются микропроцессорные устройства РЗА, АСУТП и др., а также определить комплекс мероприятий в соответствии с требованиями «Методических указаний по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» (СТО

56947007-29.240.044-2010).

11.3 Площадка под строительство расположена в районе повышенной сейсмичности и в охранной зоне озера Байкал.

11.4 Для проектирования и строительства данного объекта выполнить полный комплекс инженерных изысканий. Оформить отчёт по топографо-геодезическим, инженерно-геологическим и инженерно-гидрометеорологическим работам.

11.5 Выполнить раздел «Расчёт токов КЗ».

В составе раздела должны быть выполнены расчёты токов КЗ на шинах 6/10/110 кВ ПС 110 кВ Мельниково. По результатам расчётов должны быть определены требования к отключающей способности коммутационного оборудования, термической и динамической стойкости коммутационного и иного оборудования, выполнена проверка соответствия оборудования расчётным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надёжной работы устройств РЗ и СИ, расчёт параметров срабатывания устройств РЗ.

Выполнить расчёт токов короткого замыкания сети СН-0,4 кВ и сети постоянного тока, выбрать уставки автоматических выключателей (номинальных токов плавких предохранителей) в данных сетях с учётом их чувствительности, селективности, быстродействия с выдачей проектных расчётов в СРЗЭиИ ЮЭС. Кабельная продукция должна быть проверена на термическую стойкость и невозгорание при воздействии тока короткого замыкания. Расчёты оформить отдельным комплектом для СН-0,4 кВ и отдельным комплектом по сети постоянного тока, комплекты выдать в СРЗЭиИ ЮЭС.

11.6 Разработать технические требования к комплексу защит и автоматики реконструируемого объекта.

11.7 Раздел «Релейная защита и противоаварийное управление» выполнить с учётом требований раздела «Основные проектные решения»:

11.7.1 Оснастить ПС 110 кВ Мельниково противоаварийной автоматикой в объёме АЧР, ЧАПВ, УОН, а также микропроцессорными устройствами релейной защиты, автоматики:

- ПА (УОН, АЧР) выполнить на отдельных терминалах микропроцессорных устройствах (не совмещенных с терминалами РЗА), с воздействием на отключение линейных ячеек 6/10 кВ в отдельных шкафах; Уставки защит ПА должны быть оформлены на бланках уставок, рекомендованных производителем терминалов, и согласованы с АО «ИЭСК»;
- микропроцессорные устройства АЧР, устанавливаемые на объекте проектирования должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц;
- схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с АО «ИЭСК» ЮЭС до разработки рабочей документации;
- В части решений по РЗА проектная документация должна содержать:
 - технические решения по созданию (модернизации) РЗА (в т.ч. РЗА на смежных объектах, обеспечивающих функционирование устройств РЗА на объектах проектирования) и по созданию (модернизации) каналов связи, обеспечивающих функционирование РЗА;
 - функциональные блок-схемы взаимодействия устройств РЗА между собой и с другими устройствами (трансформаторами тока и напряжения, преобразователями аналоговых сигналов и дискретных сигналов, коммутационными аппаратами), на которых в графическом виде должны быть представлены все коммуникации между ними с отражением изменений в существующих устройствах РЗА.
- В части решений по РЗА рабочая документация должна содержать:
 - пояснительная записка, включающая в себя проектный расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования новых (модернизированных) устройств и комплексов РЗА ПС 110 кВ Мельниково;
 - схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии);
 - принципиальные и монтажные схемы электрических соединений устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, трансформаторами тока и напряжения, преобразователями

аналоговых сигналов и дискретных сигналов, коммутационными аппаратами, устройствами высокочастотной связи, на которых в графическом виде должны быть представлены все коммуникации между ними с отражением изменений в существующих устройствах РЗА;

– принципиальные и (или) функционально-логические схемы в графическом виде, отражающие алгоритмы функционирования устройств РЗА, выполненные с применением стандартных для применяемого устройства РЗА логических элементов с отражением изменений в существующих устройствах РЗА;

– данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА, оформленные на бланках, рекомендуемых заводом-изготовителем устройств РЗА;

– схемы организации каналов связи, обеспечивающих функционирование РЗА, выполненные в соответствии с Требованиями к каналам связи для функционирования РЗА;

– заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типоисполнения) для микропроцессорных устройств РЗА;

– принципиальные и монтажные схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;

– принципиальные и монтажные схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;

– принципиальные и монтажные схемы электрических соединений автоматики управления выключателей;

– технические решения по реализации информационного обмена устанавливаемых (модернизируемых) комплексов и устройств РЗА с автоматизированной системой управления технологическим процессом объекта электроэнергетики, автоматизированными системами технологического управления, автоматизированными системами диспетчерского управления с учетом требований к сбору, хранению и передаче в автоматическом режиме в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике файлов с данными регистрации аварийных событий в соответствии с ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования».

Состав вышеуказанных технических решений и схем, включаемых в рабочую документацию, должен определяться исходя из характера и объема проектируемых мероприятий по созданию (модернизации) РЗА.

11.7.2 Выполнить расчёт и выбор параметров настройки (уставок) устройств РЗА трансформаторов (Т-1 и Т-2), присоединений 6/10 кВ. Выполнить анализ, расчёт и выбор параметров настройки (уставок) существующих устройств РЗА питающей сети 110 кВ для определения необходимости реконструкции существующих защит на смежных подстанциях с учётом следующих требований:

- выполнить анализ параметров настройки (уставок) устройств РЗА (основных и резервных защит) на предмет отстройки от КЗ за трансформаторами ПС 110 кВ Мельниково. При необходимости предусмотреть мероприятия, исключающие неселективную работу устройств РЗА прилегающей сети при КЗ за трансформаторами;

- выполнить анализ параметров настройки (уставок) устройств РЗА резервных защит (ДЗ) прилегающей сети на предмет обеспечения дальнего резервирования трансформаторов ПС 110 кВ Мельниково. При необходимости предусмотреть мероприятия по усилению ближнего резервирования (два независимых комплекта защит и УРОВ).

11.7.3 При необходимости реконструкции устройств РЗА на смежных подстанциях, устройства РЗА выполнить на МП терминалах. Расчёт уставок согласовать с АО «ИЭСК». Уставки защит должны быть оформлены на бланках уставок, рекомендованных производителем терминалов.

11.8 Разработать раздел «Расчёт электрических режимов» в прилегающей к ПС 110 кВ Мельниково электрической сети 220-110 кВ для нормальной, ремонтных и аварийных схем.

В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов в прилегающей к объекту проектирования электрической сети 220-110 кВ в объеме, достаточном для выбора оборудования ПС, также необходимые для определения количественного состава устройств ПА и для расчёта и выбора параметров

настройки и алгоритмов функционирования существующих и проектируемых комплексов и устройств ПА для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 03.08.2018 г № 630 и Методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 6 декабря 2022 г. № 1286, на год окончания реконструкции объекта и на последний год периода, рассмотренного в актуальной редакции Схемы и программы развития электроэнергетических систем России с учетом этапности реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок (в случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводом/выводом генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года рассматриваемого периода).

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше необходимо рассматривать режимы максимальных нагрузок в зимний и летний периоды.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов должны включать в себя данные по токовым нагрузкам ЛЭП, (авто)трансформаторов ПС, потокораспределению активной и реактивной мощности, уровням напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном и графическом видах (нанесенные на однолинейную схему замещения сети).

11.9 Расчеты электроэнергетических режимов должны выполняться на предоставленных Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири актуальных цифровых моделях для проведения расчета электрических режимов, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2557 «Об утверждении Правил формирования и поддержания в актуальном состоянии цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем для целей перспективного развития электроэнергетики». В случае необходимости проектная организация в предоставленных расчетных моделях выполняет моделирование дополнительных элементов электрической сети номинальным напряжением 110 кВ и ниже в объеме, необходимом для целей выполнения настоящей работы, после чего направляет скорректированные расчетные модели на рассмотрение в ОДУ Сибири.

11.10 На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования ПС и ВЛ, определены объемы необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

11.11 В случае превышения расчетными величинами допустимых параметров питающей подстанцию электрической сети 110 кВ (провода ЛЭП, выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновки и т.д.) предусмотреть режимные мероприятия, автоматику ограничения перегрузки оборудования, усиление сети, а также замену оборудования и устройств вне зависимости от принадлежности.

11.12 Разработать раздел проекта «Организация строительства».

В разделе предусмотреть очередность выполнения работ по реконструкции с учётом обеспечения надёжности электроснабжения потребителей. В рабочем проекте выделить пусковые комплексы, временные сооружения и схемы, необходимые для поэтапной реконструкции оборудования.

11.13 При проектировании учесть проектные решения по титулам:

- «Модернизация ПС 110кВ Мельниково в части компенсации ёмкостных токов (установка ДГР - 4 шт.)»;
- «Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково (замена Т-1, Т-2, Т-3, Т-4, ОРУ-110).

11.14 В документации необходимо привести параметры планируемого к установке электросетевого оборудования напряжением 110 кВ и выше в объеме, предусмотренном приложениями № 1 и № 2 к Правилам предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденным приказом Минэнерго России от 20.12.2022 г. № 1340.

11.15 Рабочую документацию выполнять только после того, как заказчик произведёт выбор основного оборудования и материалов и письменно, но не позднее 10 рабочих дней с момента

выбора, уведомит подрядную организацию о возможности выполнять разработку рабочей документации.

11.16 Выполнить согласование проектной документации с inspectирующими организациями и заинтересованными организациями.

11.17 В сводном сметном расчёте предусмотреть затраты на:

- приобретение спец. инструмента и аппаратуры, необходимого для ввода в работу поставляемого оборудования по техническим требованиям;
- проведение работ на подтверждение выполненных мероприятий требованиям электромагнитной совместимости;
- согласование, экспертизу, оформление землеустроительных дел с постановкой земельного участка на государственный кадастровый учёт (при необходимости расширения земельного участка).

11.18 Срок выдачи заказных спецификаций оговорить в календарном плане к договору.

11.19 На каждой стадии разработки проектно-сметной документации проектная организация должна предоставлять документацию в печатном и электронном виде в объёме:

- 4 комплекта на бумажном носителе, в т.ч. один экземпляр документации должен быть прошит, пронумерован и заверен печатью проектной организации;
- Один экземпляр в электронном виде в формате PDF и редактируемом виде MS Office. Схемы по РЗА должны быть выполнены в формате A3 и переданы без ограничений в редактируемом формате Visio и Adobe Acrobat (PDF).

11.20 Подрядчик (проектная организация) несёт ответственность за правильность и достаточность разработанной проектной и рабочей документации (всех разделов проекта) независимо от подтверждения (согласования) Заказчиком проектно-сметной документации.

11.21 При направлении откорректированных материалов ПД (ОТР, СЭП) разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Кроме того, указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документов.

11.22 Не допускается передача проектной документации в органы экспертизы без получения согласования АО «ИЭСК», собственников объектов, технологически связанных с объектом проектирования, и собственниками объектов, на которых предусматривается выполнение работ.

11.23 Сбор исходных данных, необходимых для корректного выполнения проектной документации и построения расчётной модели сети, от субъектов электроэнергетики и их верификация выполняются проектной организацией самостоятельно.

11.24 Разработанная проектная, рабочая и конкурсная документация являются собственностью Заказчика, и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.

12. Проектная организация.

Определяется конкурсом.

13. Срок выполнения проекта.

По календарному графику к договору на выполнение проектно-изыскательских работ.

14. Заказчик.

Филиал АО «ИЭСК» «Южные электрические сети».

15. Перечень исходных данных.

15.1 Перечень исходных данных, сроки подготовки и их передачи определяются условиями Договора на разработку проектной документации и календарным графиком.

15.2 Получение исходных данных проектной организацией выполняется с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей проектной организации для получения информации.

Директор филиала АО «ИЭСК»
«Южные электрические сети»



А.В. Потапов

Заказчик:

Заместитель Генерального директора –
директор филиала АО «ИЭСК»
«Южные электрические сети»



/М.В. Старцев/

2024 г.

Подрядчик:

Генеральный директор
ООО «Сибтэк»



/В.В. Казаков/

2024 г.