Проектный центр
ООО «Техно Базис»

Техно Базис
Энергоинжиниринг

ДОПУСК К ПРОЕКТИРОВАНИЮ: НП «СтройПроект» СРО-П-170-16032012 (св-во №3065 от 26.04.2017 г.)
ДОПУСК К ИЗЫСКАНИЯМ: НП «СтройИзыскания» СРО-И-033-16032012 (св-во №1152 от 16.02.2016 г.)

Филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»

Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 2. Релейная защита и автоматика

3041-167-ИОС.РЗА

Том 2.4.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	04-1		04.21

Директор **В. А. Бучинский**

Главный инженер проекта **Е. А. Бучинский**

2021

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист согласований 3041-167-ИОС.РЗА

№ п.п.	Организация	Должность	Ф.И.О.	Согласовано	
				Подпись	Дата
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					

Проектная документация разработана в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. №87 «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Главный инженер проекта _____ Е.А. Бучинский

Данная документация не может быть воспроизведена (полностью или частично), копирована, тиражирована и использована без разрешения – ООО «Техно Базис».

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
3041-167-ИОС.РЗА.С	Содержание	1 - 2
	Текстовая часть	
3041-167-ИОС.РЗА.ТЧ	**Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика**	**1 - 7**
	5.2.1. Общие положения в части РЗА	1
	5.2.2. Организация этапов строительства	1
	5.2.3. Релейная защита и автоматика линий 35 кВ	2
	5.2.4. Организация цепей напряжения 35 кВ	2
	5.2.5. Релейная защита и автоматика СВ 35 кВ	2
	5.2.6. Защита шин	2
	5.2.7. Релейная защита и автоматика силовых трансформаторов	3
	5.2.8. Релейная защита и автоматика вводов 10 кВ	3 - 4
	5.2.9. Релейная защита и автоматика СВ 10, СВ 6 и АВР 10, 6 кВ	4
	5.2.10. Релейная защита и автоматика отходящих линий 10 кВ,6 кВ	4
	5.2.11. Релейная защита и автоматика ТН 10 кВ, 6 кВ	4 - 5
	5.2.12. Защита дуговых замыканий ячеек 10 кВ, 6 кВ	5
	5.2.13. Противоаварийная автоматика	5
	5.2.14. Управление и центральная сигнализация	5 - 6
	5.2.15. Решения по оперативной блокировке подстанции	6
	5.2.16. Решения по распределению постоянного оперативного тока	6
	5.2.17. Регистрация аварийных режимов	7
	5.2.18. Сводные таблицы параметров ТТ и ТН	7 - 8
3041-167-ИОС.РЗА.Р1	**Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика. Расчетная проверка трансформаторов тока**	**9 – 22**
	5.2.19. Результаты расчетной проверки трансформаторов тока 35, 10 и 6 кВ	9 – 22
3041-167-ИОС.РЗА.Р2	**Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика. Расчетная проверка трансформаторов напряжения**	**23 – 31**
	5.2.20. Результаты выбора мощности вторичных обмоток трансформаторов напряжения 35, 10 и 6 кВ	23 - 31
3041-167-ИОС.РЗА.ВДР	Ведомость демонтажных работ. Релейная защита и автоматика	-
3041-167-ИОС.РЗА.ВМР	Ведомость монтажных работ. Релейная защита и автоматика	-
	Графическая часть	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Короткий			03.21
Проверил		Бучинский			03.21
Н.контр.		Тюкавкин			03.21

3041-167-ИОС.РЗА.С

Содержание

Стадия	Лист	Листов
П	1	2

Проектный центр
ООО «Техно Базис»

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ	**Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика**	-
ЛИСТ 1	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС. Этап 1	-
ЛИСТ 2	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС. Этап 2	-
ЛИСТ 3	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС. Этап 3	-
ЛИСТ 4	План размещения шкафов РЗА в ОПУ ПС 35 кВ Водозабор. 1 этап	-
ЛИСТ 5	План размещения шкафов РЗА в ОПУ ПС 35 кВ Водозабор. 2 этап	-
ЛИСТ 6	План размещения шкафов РЗА в ОПУ ПС 35 кВ Водозабор. 3 этап	-
ЛИСТ 7	Структурно-функциональная схема терминала Основной защиты трансформатора	-
ЛИСТ 8	Структурно-функциональная схема терминала Резервной защиты трансформатора и АУВ ВН	-
ЛИСТ 9	Структурно-функциональная схема терминала Автоматики РПН	-
ЛИСТ 10	Структурно-функциональная схема терминала ввода 10 кВ, 6 кВ	-
ЛИСТ 11	Структурно-функциональная схема терминала Защит и автоматики СВ	-
ЛИСТ 12	Структурно-функциональная схема терминала Защит и автоматики присоединений 10 кВ. 6 кВ	-
ЛИСТ 13	Структурно-функциональная схема по установке дополнительного оборудования в шкаф защиты и автоматики линий 35 кВ ШЭРА-1-МЛ35-2001 и ведомость объемов работ.	-
Приложения		
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Расчетная проверка трансформаторов тока 35 кВ по ГОСТ Р 58669-2019	-
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Расчетная проверка трансформаторов тока 10 кВ по ГОСТ Р 58669-2019	-
ПРИЛОЖЕНИЕ В	Расчетная проверка трансформаторов тока 6 кВ по ГОСТ Р 58669-2019	-
ПРИЛОЖЕНИЕ Э1	Свидетельство НП «СтройПроект» СРО-П-170-16032012 №1724 от 30.01.2014 г. о допуске к работам по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства	-
ПРИЛОЖЕНИЕ Э2	Задание на проектирование «Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор»	-

РАЗДЕЛ 5. ПОДРАЗДЕЛ 2. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.2.1. Общие положения в части РЗА

Основные технические решения по релейной защите и автоматике (РЗА) приняты исходя из требований технического задания (далее ТЗ), Техническими требованиями, а также действующими нормативными документами:

- Правилами устройства электроустановок редакция 7 (далее ПУЭ).
- Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утв. Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 №937.
- Правила переключений в электроустановках, утв. приказом Минэнерго России от 13.09.2018 №757.
- Требования к релейной защите и автоматике различных видов ее функционирования в составе энергосистемы, утв. приказом Минэнерго России от 10.07.2020 №546.
- Инструкция по монтажу вспомогательных цепей И 1.06-08.
- Типовые проектные решения ПАО «РусГидро» Часть 1. 87-07-2015-РЗА.ТПР1.1 Технические требования к шкафам и микропроцессорным устройствам защиты и автоматики.
- СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства.

По настоящему титулу предусмотрена организация систем РЗА на реконструируемой ПС 35 кВ Водозабор и определён необходимый состав устанавливаемых устройств РЗА.

5.2.2. Организация этапов строительства

В настоящем проекте предусматривается разделение реконструкции на следующие этапы:

- I этап: выполняется установка шкафа защит ВЛ 35 кВ с двумя терминалами защит ВЛ. Выполняется установка и наладка двух линейных выключателей 35 кВ. Шкаф защит устанавливается на временном месте (см. 3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ План размещения шкафов РЗА в ОПУ ПС 35 кВ Водозабор. 2 этап). Выполняется поочередная замена ячеек №6-10 КРУ 10 кВ. При этом, предусматривается подключение ТТ вводных ячеек к существующим защитам трансформаторов Т-1 и Т-3; подключение существующих шинок напряжения к устанавливаемым ТН 10 кВ.
- II этап: выполняется внутренняя перепланировка помещения ОПУ, установка нового оборудования СОПТ и ЩСН и демонтаж старого оборудования. После этого, на освободившееся место устанавливаются шкафы РЗА. Выполняется замена трансформаторных выключателей 35 кВ, установка СВ 35 кВ, замена ТН 35 кВ. При этом, предусматривается подключение ТТ к существующим защитам трансформаторов Т-1, Т-2 и Т-3. Выполняется наладка ОБР в объеме устанавливаемого оборудования.
- III этап: Выполняется поочередная замена ячеек 6 кВ, оставшихся ячеек 10 кВ, выполняется поочередная замена трансформаторов, ввод в работу защит трансформаторов. Выполняется демонтаж электромеханических защит.

5.2.3. Релейная защита и автоматика линий 35 кВ

Для защиты ВЛ 35 кВ устанавливается Комплект защит и автоматики для каждой ВЛ. Конструктивно оба комплекта устанавливаются в одном шкафу. Каждый комплект выполняет следующие функции:

- максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем направленности;
- автоматическое ускорение МТЗ при включении выключателя;
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- автоматика управления выключателем;
- трехфазное автоматическое повторное включение (ТАПВ);
- УРОВ.

5.2.4. Организация цепей напряжения 35 кВ

Для организации цепей напряжения 35 кВ предусматривается установка шкафа организации цепей напряжения, совмещенный с автоматикой управления СВ 35 (для ТН-1 35, ТН-2 35). Шкаф выполняет следующие функции:

- организация шинок напряжения ТН 35-1 и ТН 35-2;
- возможность перевода цепей трансформатора напряжения ТН 35-1 на ТН 35-2 и наоборот;
- наличие вольтметра и переключателя вольтметра для визуального контроля фазных и линейных напряжений секции шин.
- сигнализация отключенного состояния автоматических выключателей вторичных цепей трансформатора напряжения. Выдача сигнала «Неисправность ТН» для сигнализации на подстанции.
- функции автоматики СВ 35 (см. п.5.2.5)

5.2.5. Релейная защита и автоматика СВ 35 кВ

Предусматривается установка терминала Защит и автоматики СВ 35 кВ в шкафу ЗР, который выполняет следующие функции:

- максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений;
- оперативное ускорение МТЗ при опробовании шин СВ 35;
- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин;
- УРОВ;
- автоматический ввод резерва (АВР);
- автоматика управления выключателем.

Терминал выполняет только функции управления выключателем, т.к. ввод в работу МТЗ СВ приведет к значительному увеличению выдержки времени устройств РЗА, осуществляющих дальнее резервирование на удаленных концах.

5.2.6. Защита шин

Защита шин 35 кВ от осуществляется устройствами РЗА на удаленных концах. Реализовать ЛЗШ 35 кВ невозможно в связи с отсутствием резервных выходных реле и дискретных входов терминалов защит. ЛЗШ предусматривается для защиты шин 10 кВ, 6 кВ.

5.2.7. Релейная защита и автоматика силовых трансформаторов

Проектом предусматривается установка шкафов защит и автоматики трансформаторов Т-1, Т-2 соответственно. Каждый шкаф состоит из четырех комплектов, на базе МП терминалов:

1. Комплект основной защиты трансформатора, выполняет следующие функции:

- дифференциальная токовая защита с торможением от всех видов КЗ (ДЗТ);
- максимальная токовая защита ВН, СН, НН с пуском по напряжению. Защита действует на отключение соответствующего выключателя;
- защита от перегрузки (ЗП ВН, ЗП СН, ЗП НН). Защита действует на сигнал;
- реле максимального тока для блокировки РПН при перегрузке;
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- приём и обработка сигналов газовой (ГЗТ) и технологической защиты;
- цепи технологических защит;
- при срабатывании основных защит трансформатора (ДЗТ и ГЗТ) терминал подает сигналы на отключение всех выключателей (35 кВ, 10 кВ, 6 кВ) трансформатора с запретом АПВ этих выключателей;

2. Комплект резервной защиты трансформатора и АУВ 35 кВ, выполняет функции:

- максимальная токовая защита от междуфазных КЗ, действующая на отключение выключателя 35 кВ трансформатора;
- приём и обработка сигналов газовой и технологической защиты. Защита действует на отключение трансформатора со всех сторон.
- автоматика управления выключателем;
- трехфазное автоматическое повторное включение (ТАПВ).
- контроль работоспособности выключателя по ряду дискретных входов.
- контроль времени включения и отключения выключателя.
- защита электромагнитов управления от длительного протекания тока и формирование сигнала во внешние цепи на обесточивание электромагнитов с выдержкой времени;

3. Комплект защиты и автоматики ввода 6 кВ трансформатора:

- МТЗ от междуфазных повреждений;
- контроль тока для дуговой защиты при дуговых замыканиях внутри ячейки ввода, на шинах 6 кВ и в отсеках выключателей присоединений;
- логическая защита шин;
- однократное автоматическое повторное включение (АПВ);
- защита минимального напряжения;
- формирование сигнала пуска АВР;
- функцию УРОВ;

4. Комплект регулирования напряжения трансформаторов Т-1 и Т-2 и управления приводом. Комплект выполняет функцию поддержания заданного напряжения на шинах 6 кВ.

5.2.8. Релейная защита и автоматика вводов 10 кВ

Терминал защиты ввода 10 кВ устанавливается в релейном отсеке ячейки ввода в КРУ-10 кВ и выполняет следующие функции:

- МТЗ от междуфазных повреждений;

- контроль тока для дуговой защиты при дуговых замыканиях внутри ячейки ввода, на шинах 10 кВ и в отсеках выключателей присоединений;
- логическая защита шин;
- однократное автоматическое повторное включение (АПВ);
- защита минимального напряжения;
- формирование сигнала пуска АВР;
- функцию УРОВ;
- цифровой осциллограф;
- регистратор событий.

5.2.9. Релейная защита и автоматика СВ 10, СВ 6 и АВР 10, 6 кВ

Терминал защит и автоматики СВ 6 кВ размещается в шкафу 4Р, терминал защит и автоматики СВ 0 кВ располагается в релейном отсеке ячейки №8 КРУ-10 кВ. Терминалы выполняют следующие функции:

- МТЗ от междуфазных повреждений;
- контроль тока для дуговой защиты при дуговых замыканиях внутри ячейки секционного выключателя, на шинах 10, 6 кВ и в отсеках выключателя присоединений;
- логическая защита шин;
- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин;
- УРОВ;
- автоматический ввод резерва;

5.2.10. Релейная защита и автоматика отходящих линий 10 кВ, 6 кВ

Терминалы защит отходящих присоединений 10 кВ, 6 кВ размещаются в релейных отсеках ячеек присоединений и выполняют следующие функции:

- МТЗ от междуфазных повреждений;
- защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);
- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин;
- УРОВ;
- однократное АПВ;
- исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ;
- защита от однофазного замыкания на землю;

5.2.11. Релейная защита и автоматика ТН 10 кВ, 6 кВ

Терминалы защит и автоматики ТН 10 кВ размещается в релейном отсеке ячейки трансформатора напряжения, терминалы защит и автоматики ТН 6 кВ размещаются в шкафу 4Р и выполняют следующие функции:

- Организация шинок напряжения ТН 10-1 (ТН 10-2) и ТН 6-1 (ТН 6-2);
- Возможность перевода цепей трансформатора напряжения ТН 6-1 на ТН 6-2 и наоборот.
- Наличие вольтметра и переключателя вольтметра для визуального контроля фазных и линейных напряжений секции шин.
- Сигнализация отключенного состояния автоматических выключателей вторичных цепей трансформатора напряжения. Выдача сигнала «неисправность ТН» для системы РЗА, ПА.
- Контроль тока небаланса в цепи 3U0.
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), действующая на сигнализацию;

- контроль исправности трансформатора напряжения.

5.2.12. Защита от дуговых замыканий ячеек 10 кВ, 6 кВ

Защита от дуговых замыканий предназначена для защиты шкафов комплектных распредустройств электрических подстанций при возникновении в них коротких замыканий, сопровождаемых открытой электрической дугой.

В высоковольтных отсеках КРУ, т.е. в зоне действия наибольших электромагнитных помех, находятся только пассивные компоненты (объектив ВОД и волоконно-оптический кабель), обладающие абсолютной невосприимчивостью к электромагнитным помехам. Этим в совокупности с гальванической развязкой дискретных входов, дискретных выходов и питания, обеспечивается высокая помехозащищенность устройства.

Устройство представляет из себя комплекс модулей, выполняющих определенные функции, обвязанных линией связи.

Проектом предусматривается оснащение ячеек 10 кВ, устанавливаемых на 1 этапе, устройством защиты от дуговых замыканий типа «Орион-ДЗ».

В рамках инвестиционной программы АО «ДРСК» на существующей ПС 35 кВ Водозабор выполняется оснащение КРУ-10 кВ и КРУ-6 кВ устройствами ЗДЗ «Лайм» производства НПП «Микропроцессорные технологии». С учетом этого, возможны два варианта оснащения устройствами ЗДЗ КРУ-10 кВ и КРУ-6 кВ:

- Вариант 1 – выполняется демонтаж установленных устройств ЗДЗ «Лайм» из существующих ячеек 10 кВ и 6 кВ на 2 этапе. Демонтированное устройство ЗДЗ устанавливается в новых ячейках КРУ 10 кВ, 6 кВ. При этом необходим пересмотр типовых решений в части организации ЗДЗ в устанавливаемых ячеек, а так же возникает необходимость монтажа устройств ЗДЗ, что ведет к удорожанию монтажных работ;
- Вариант 2 – поставка проектируемых ячеек КРУ 10 кВ, 6 кВ выполняется с устройствами ЗДЗ, предусмотренными типовыми решениями завода-изготовителя. Монтаж устройств ЗДЗД осуществляется на заводе-изготовителе, что минимизирует возможность возникновения неисправности датчика или устройства в процессе монтажа.

Предпочтительным является вариант 2.

5.2.13. Противоаварийная автоматика

В питающей сети 35 кВ отсутствуют системы противоаварийной автоматики, требующие действия на отключение нагрузки на ПС 35 кВ Водозабор. Установка шкафов противоаварийной автоматики не требуется. Проектом предусматривается реализация функций АЧР, ЧАПВ в терминалах ТН 10 кВ, ТН 6 кВ с действием на отключение / включение присоединений 10 кВ, 6 кВ через ключ.

5.2.14. Управление и центральная сигнализация

Проектом предусматривается установка шкафа 1Р центральной сигнализации на базе МП терминала.

В шкафу организованы шинки трех участков сигнализации:

- I участок сигнализации – шкафы защит и автоматики защит установленных в ОПУ.
- II участок сигнализации – резерв.
- III участок сигнализации – устройства РЗА КРУ-10 кВ, КРУ-6 кВ;

Управление выключателями 35 кВ выполняется с лицевой стороны шкафов защит, на которые нанесена мнемо-схема подстанции. Управление выключателями 610 кВ, 6 кВ выполняется непосредственно с ячеек.

5.2.15. Решения по оперативной блокировке подстанции

В соответствии с Техническими требованиями (см. п. 3.8) предусматривается реализация оперативной блокировки разъединителей на базе МП терминала.

ОБР состоит из двух комплектов: 1 комплект выполняет функцию оперативной блокировки разъединителями 35 кВ; 2 комплект – организацию цепей питания оперативной блокировки.

Комплект оперативной блокировки на базе МП терминала. Терминал оснащен входами и выходными реле «Готовность» для 64 коммутационных аппаратов (далее КА). Для каждого КА в терминале регистрируется сигналы «РПВ», «РПО» для организации контроля достоверности, соответствующего КА.

Комплект питания оперативной блокировке подключен к двум разным секциям ЩСН, устройство АВР автоматически восстанавливает питание при просадке напряжение на основном источнике питания (1 секции ЩСН). Кроме того, в комплекте предусмотрена схема ручного контроля изоляции цепей оперативной блокировки.

Логика оперативной блокировки полностью соответствует следующим нормативным документам:

- «Инструкция по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения», РД 34.36.512;
- «Инструкция по переключениям в электроустановках», СО 153-34.20.505-2003.

Для разъединителей и заземляющих ножей выполняется блокировка, исключающая:

- оперирование разъединителем под нагрузкой;
- включение заземляющего ножа на участке цепи, не отделённом разъединителями от участков, находящихся под напряжением, кроме случаев заземления нейтрали включением заземляющего ножа;
- возможность подачи напряжения разъединителем на заземленный участок цепи;
- возможность подачи напряжения выключателем на заземленный участок цепи. Для достижения этого выключатель отделяется от других участков цепей разъединителями, сблокированными с заземляющими ножами. При этом включение заземляющего ножа с одной стороны выключателя оказывается возможным только при отключенных разъединителях с обеих сторон выключателя, и наоборот, включение разъединителя с одной стороны выключателя возможно только при отключенных заземляющих ножах с обеих сторон выключателя (кроме заземляющих ножей линейных разъединителей в сторону линий).

Оперативная блокировка не запрещает включение выключателей.

Электромагнитная блокировка в КРУ-10 кВ, КРУ-6 кВ выполняется заводом-изготовителем ячеек. С устанавливаемого комплекта питания цепей оперативной блокировки, в КРУ-10 кВ, КРУ-6 кВ прокладываются цепи питания заводской электромагнитной блокировки.

Принципиальная схема электромагнитной блокировки выполняется в рабочей документации.

5.2.16. Решения по распределению постоянного оперативного тока

Для питания шкафов релейной защиты и автоматики постоянным оперативным током в ОПУ выполняется установка двух шкафов распределения постоянного оперативного тока (ШРОТ). Схемы ШРОТ будут разработаны в рабочей документации.

5.2.17. Регистрация аварийных режимов

Для анализа и регистрации аварийных, переходных и установившихся процессов в энергосистеме, а также для проведения различного вида измерений на ПС 35 кВ Водозабор используются функции РАС в составе микропроцессорных защит.

Осциллографированию и регистрации подлежат:

- Фазные токи Ia, Ib, Ic, 3I0;
- Фазные напряжения Ua, Ub, Uc, 3U0;
- Пуски всех защит, действующих на отключение и сигнал;
- Действие всех защит на отключение;
- Команды на включение/отключение выключателей;
- Включенное и отключенное положение выключателя;
- Прием сигналов технологических защит оборудования;
- Положение переключающих устройств и испытательных блоков;
- Сигналы неисправности.

5.2.18. Сводные таблицы параметров ТТ и ТН

В данном пункте приведены сводные таблицы с параметрами устанавливаемых ТТ и ТН. Подробные расчеты приведены в разделах 3041-167-ИОС.РЗА.Р1 «Расчетная проверка трансформаторов тока» и 3041-167-ИОС.РЗА.Р2 «Расчетная проверка трансформаторов напряжения».

Таблица 5.2.18.1. Сводная таблица параметров ТТ (для обмоток с классом точности 10Р).

Присоединение	Тип ТТ	Номинальный первичный ток $I_{1ном.}$, А	Номинальный вторичный ток $I_{2ном.}$, А	Номинальная предельная кратность Кном	Номинальная мощность Sном	Сечение кабеля, мм^2	Примечания
ВЛ 35 кВ Западная - Водозабор	ТВГ-35	300	5	10	30	6	Данные о ТТ предоставлены АО «ДРСК» филиалом «АЭС»
ВЛ 35 кВ Игнатьево - Водозабор	ТВГ-35	300	5	10	30	6	Данные о ТТ предоставлены АО «ДРСК» филиалом «АЭС»
СВ 35	ТВГ-35	300	5	10	30	6	-
ТТ В 35 Т-1	ТВГ-35	300	5	10	30	6	-
ТТ 10 Т-1	ТОЛ-НТЗ-10	400	5	10	15	6	Данные о ТТ предоставлены АО «ДРСК» филиалом «АЭС»
ТТ В 6 Т-1	ТОЛ-НТЗ-10	1000	5	10	15	6	-
ТТ В 35 Т-2	ТВГ-35	300	5	10	30	6	-
ТТ 10 Т-2	ТОЛ-НТЗ-10	400	5	10	15	6	Данные о ТТ предоставлены АО «ДРСК» филиалом «АЭС»
ТТ В 6 Т-2	ТОЛ-НТЗ-10	1000	5	10	15	6	-

Присоединение	Тип ТТ	Номинальный первичный ток $I_{1ном.}$, А	Номинальный вторичный ток $I_{2ном.}$, А	Номинальная предельная кратность Кном	Номинальная мощность Sном	Сечение кабеля, мм^2	Примечания
Фидера 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10	300 / 200 / 150 / 100	5	30	15	4	-
Фидера 6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10	100	5	30	15	2,5	-

Ввиду того, то часть трансформаторов тока 6, 10 и 35 кВ в ячейках КРУ и блоках ОРУ-35 кВ на момент проектирования уже заказана без учета требований ГОСТ Р 58669-2019 [1] для однотипности применяемого оборудования на подстанции проверка параметров согласно ГОСТ Р 58669-2019 [1] не выполняется.

Таблица 5.2.18.2. Сводная таблица параметров ТН (для обмоток с классом точности 0,5, 3Р).

Наименование ТН	Мощность обмотки «звезды» (трехфазная), ВА	Мощность обмотки «треугольника» (трехфазная), ВА	Сечение кабеля (до шкафа ТН), мм^2	Автоматический выключатель	Примечания
ТН 35-1	150	80	10	C60N 3P, 3 A, хар. B	-
ТН 35-2	150	80	10	C60N 3P, 3 A, хар. B	-
ТН 10-1	75	100	-	C60N 3P, 3 A, хар. B	Данные о ТН предоставлены АО «ДРСК» филиалом «АЭС»
ТН 10-2	75	100	-	C60N 3P, 3 A, хар. B	Данные о ТН предоставлены АО «ДРСК» филиалом «АЭС»
ТН 6-1	75	100	6	C60N 3P, 3 A, хар. B	-
ТН 6-2	75	100	6	C60N 3P, 3 A, хар. B	-

5.2.19. Результаты расчетной проверки трансформаторов тока 35, 10 и 6 кВ

5.2.19.1. Выбор сечений кабелей токовых цепей до устройств релейной защиты и автоматики и расчетная проверка трансформаторов тока

Раздел содержит ориентировочные расчеты выбора кабелей для вторичных токовых цепей, используемых для целей РЗА, устанавливаемых на ОРУ-35 кВ, ЗРУ 10 кВ и ЗРУ 6 кВ ПС 35 кВ Водозабор.

Выбор сечений кабелей токовых цепей от трансформаторов тока до устройств релейной защиты выполняем по методике, указанной в книге М.А. Шабада «Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей».

Трансформаторы тока, используемые в РЗА, должны обеспечивать:

- точную работу измерительных органов защиты в конкретных расчетных условиях работы, для чего полная погрешность трансформаторов тока не должна превышать 10% при расчетном токе КЗ;
- надежную работу контактов измерительных органов защиты при максимальном токе КЗ, когда могут быть повышенные погрешности трансформаторов тока и искажение формы кривой вторичного тока;
- отсутствие опасных перенапряжений во вторичных цепях трансформатора тока при максимальном токе КЗ.

Расчетная проверка ТТ по условию 10%-ной полной погрешности по кривым предельной кратности (КПК) позволяет по значению предельной кратности k_{10} для конкретного расчетного тока определить допустимое значение нагрузки.

Расчетная проверка по второму условию $f_{\text{макс}} \leq f_{\text{доп.}}$ при максимальном значении тока КЗ связана со сравнением максимальной токовой погрешности трансформатора тока с допустимым значением, обеспечивающим надежное функционирование реле. Максимальная токовая погрешность определяется по зависимости $A = \psi(f)$ (рис. 5.2.19.1), где коэффициент А является отношением максимальной кратности тока КЗ к допустимой, соответствующей 10% погрешности ТТ при соответствующей расчетной нагрузке его обмотки.

Проверка ТТ по условию $U_{2.\text{доп}} \leq U_{2.\text{макс}}$ позволяет проверить расчетный уровень перенапряжения на выводах вторичной обмотки в зависимости от расчетной нагрузки на обмотку.

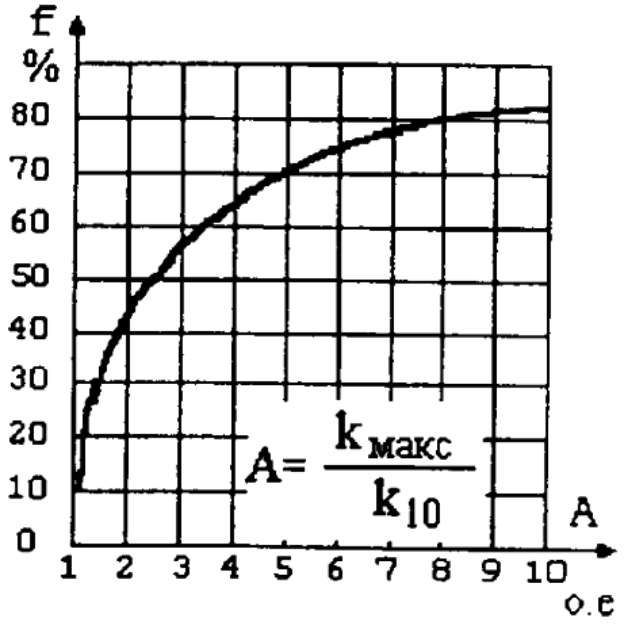


Рис. 5.2.19.1 Зависимость коэффициента А от токовой погрешности ТТ

Принимаем некоторые допущения, которые внесут дополнительный запас в расчеты:

1. В качестве расчетного тока принимаем максимальный ток КЗ, протекающий через ТТ при расчетном режиме;
2. Выполняем расчетную проверку для одного керна аналогичных ТТ, находящегося в наиболее тяжелом расчетном режиме.

Т.к. реконструкция подстанции выполняется поэтапно, то необходимо выполнить проверку устанавливаемых ТТ при условии подключения к ним существующих защит на электромеханической базе. Также, выполняется проверка ТТ для последнего этапа реконструкции при условии подключения новых устройств РЗА на МП базе.

Токи КЗ на шинах 35, 10, 6 кВ ПС 35 кВ Водозабор при условии подпитки от двух ВЛ 35 кВ:

$I^{(3)}_{кз.35}$ = 5160 А; $I^{(3)}_{кз.10}$ = 4210 А; $I^{(3)}_{кз.6}$ =4140 А;

5.2.19.2. Расчет трансформаторов тока, встроенных в ввода выключателей ВЛ 35 кВ, СВ 35 кВ

Расчет проводится для наиболее удаленной ячейки ВЛ 35 кВ Западная - Водозабор.

Основные параметры ТТ: ТВГ-35

Номинальный первичный ток ($I_{1ном.}$) – 300 А

Номинальный вторичный ток ($I_{2ном.}$) – 5 А

Номинальная предельная кратность К ном– 10

Номинальная мощность S ном– 30

Класс точности – 0,5/0,5S /10P/10P

Основные данные подключаемых приборов в обмотки 10P:

Тип реле – - / - / Сириус-2-МЛ / - ;

Потребляемая мощность по цепям тока (Sp) – - / - / 0,5ВА / -

Таблица 5.2.19.1. Расчет сечения токовых цепей ТТ 35 кВ.

Наименование параметра	Расчет	Значение	Ед. измер.
Расчетная проверка ТТ по условию 10%-ной погрешности по КПК и выбор сечения токовых цепей			
Расчетный ток трехфазного КЗ	$I^{(3)}_{\text{расч.}} = I^{(3)}_{\text{КЗвнеш.}}$	5160	А
Расчетная кратность тока (3ф КЗ)	$K^{(3)}_{\text{расч.}} = I^{(3)}_{\text{расч.}}/I_{1\text{ном.}}$	17,2	–
Допустимое значение нагрузки (3ф КЗ) см. КПК рис.5.2.19.2	$S^{(3)}_{\text{доп.}}$	18	ВА
Допустимое сопротивление нагрузки (3ф КЗ)	$Z^{(3)}_{\text{доп.}} = S^{(3)}_{\text{доп.}}/I^2_{2\text{ном.}}$	0.72	Ом
Переходное сопротивление контактов в токовых цепях защиты	$R_{\text{пер.}}$	0,1	Ом
Длина кабеля	$l_{действ}$	75	м
Сопротивление наиболее нагруженной фазы	$Z_{\text{ф}} = S_{\text{р.}}/I^2_{2\text{ном.}}$	0,02	Ом
Удельное сопротивление меди	ρ	0,0175	Ом·мм^2/м
Расчетное сечение жил кабеля для меди при м/ф КЗ	$q^{(3)}_{\text{расч}} = \dfrac{\rho \cdot l_{\text{действ.}}}{Z^{(3)}_{\text{доп}} - (Z_{\text{ф}} + R_{\text{пер.}})}$	2,19	мм^2
Принятое сечение провода от ТТ до устройства защиты	q	6	мм^2
Фактическое сопротивление нагрузки на ТТ при м/ф КЗ	$Z^{(3)}_{\text{н.расч}} = Z_{\text{ф}} + R_{\text{пер.}} + \dfrac{\rho \cdot l_{\text{действ.}}}{q}$	0,339	Ом
Фактическая вторичная нагрузка на ТТ при м/ф КЗ	$S^{(3)}_{\text{н.расч}} = Z^{(3)}_{\text{н.расч}} \cdot I^2_{2\text{ном.}}$	8,469	ВА
Расчетная проверка ТТ по условию $f_{\text{макс}} \leq f_{\text{доп}}$ при максимальном значении тока КЗ			
Максимальная кратность тока (м/ф КЗ)	$K^{(3)}_{max.} = I^{(3)}_{max}/I_{1\text{ном.}}$	17,2	
Допустимая кратность тока при м/ф КЗ, соответствующая 10 %-ной погрешности при $S^{(3)}_{\text{н.расч}}$	$K^{(3)}_{\text{доп}}$	30	
Коэффициент А$^{(3)}$	$A^{(3)} = K^{(3)}_{max}/K^{(3)}_{10\text{доп.}}$	0,57	
Максимальная токовая погрешность при м/ф КЗ	Определяемая по рис. 5.2.19.1	<10%	
Предельная токовая погрешность - $f_{доп}$	-	10%	
Проверка ТТ по условию $U_{2\text{доп.}} \geq U_{2\text{макс.}}$			
Напряжение на вторичной обмотке ТТ при м/ф КЗ	$U^{(3)}_{2max.} = I^{(3)}_{\text{КЗ}max} \cdot Z^{(3)}_{\text{н.расч}}/K_{\text{ТТ}}$	29,154	В
Допустимое напряжение на вторичной обмотке ТТ	$U_{2\text{доп.}}$	1000,00	В

Параметры ТТ, встроенных в ввода выключателей ВЛ 35 кВ, СВ 35 кВ удовлетворяют условиям расчета.

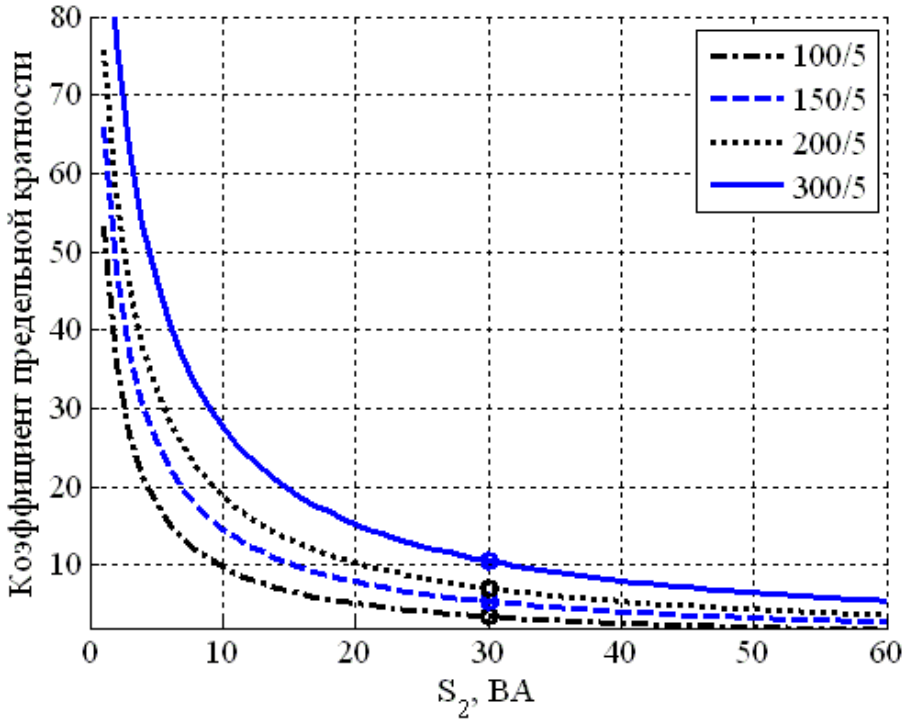


Рис. 5.2.19.2. Кривая предельной кратности обмотки защиты трансформаторов тока 35 кВ

5.2.19.3. Расчет трансформаторов тока, встроенные в ввода выключателей 35 кВ трансформаторов

Расчет проводится для ячейки Т-1. Результаты расчета применимы для ячейки Т-2.

Основные параметры ТТ: ТВГ-35

Номинальный первичный ток ($I_{1\text{ном.}}$) – 300 А

Номинальный вторичный ток ($I_{2\text{ном.}}$) – 5 А

Номинальная предельная кратность К ном– 10

Номинальная мощность S ном– 30

Класс точности – 0,5/0,5S /10P/10P

Основные данные подключаемых приборов в обмотки 10Р на 2 этапе:

Тип реле – - / - / Сириус-УВ / РНТ-565 ;

Потребляемая мощность по цепям тока (Sp) – - / - / 0,5ВА / 1,96ВА

Основные данные подключаемых приборов в обмотки 10Р на 3 этапе:

Тип реле – - / - / Сириус-УВ / Сириус-Т3 ;

Потребляемая мощность по цепям тока (Sp) – - / - / 0,5ВА / 0,5ВА

Таблица 5.2.19.2. Расчет сечения токовых цепей ТТ 35 кВ.

Наименование параметра	Расчет	Значение 2 этап	Значение 3 этап	Ед. измер.
Расчетная проверка ТТ по условию 10%-ной погрешности по КПК и выбор сечения токовых цепей				
Расчетный ток трехфазного КЗ	$I^{(3)}_{\text{расч.}} = I^{(3)}_{\text{КЗвнеш.}}$	5160	5160	А

Наименование параметра	Расчет	Значение 2 этап	Значение 3 этап	Ед. измер.
Расчетная кратность тока (3ф КЗ)	$K_{\text{расч.}}^{(3)} = I_{\text{расч.}}^{(3)}/I_{1\text{ном.}}$	17,2	17,2	–
Допустимое значение нагрузки (3ф КЗ) см. КПК рис.5.2.19.2	$S_{\text{доп.}}^{(3)}$	18	18	ВА
Допустимое сопротивление нагрузки (3ф КЗ)	$Z_{\text{доп.}}^{(3)} = S_{\text{доп.}}^{(3)}/I_{2\text{ном.}}^{2}$	0,72	0,72	Ом
Переходное сопротивление контактов в токовых цепях защиты	$R_{\text{пер.}}$	0,1	0,1	Ом
Длина кабеля	$l_{действ}$	68	65	м
Сопротивление наиболее нагруженной фазы	$Z_{\text{ф}} = S_{\text{р.}}/I_{2\text{ном.}}^{2}$	0,078	0,02	Ом
Удельное сопротивление меди	ρ	0,0175	0,0175	Ом·мм2/м
Расчетное сечение жил кабеля для меди при м/ф КЗ	$q_{\text{расч}}^{(3)} = \frac{\rho \cdot l_{\text{действ.}}}{Z_{\text{доп}}^{(3)} - (Z_{\text{ф}} + R_{\text{пер.}})}$	2,19	1,9	мм2
Принятое сечение провода от ТТ до устройства защиты	q	6	6	мм2
Фактическое сопротивление нагрузки на ТТ при м/ф КЗ	$Z_{\text{н.расч}}^{(3)} = Z_{\text{ф}} + R_{\text{пер.}} + \frac{\rho \cdot l_{\text{действ.}}}{q}$	0,376	0,309	Ом
Фактическая вторичная нагрузка на ТТ при м/ф КЗ	$S_{\text{н.расч}}^{(3)} = Z_{\text{н.расч}}^{(3)} \cdot I_{2\text{ном.}}^{2}$	9,4	7,739	ВА
Расчетная проверка ТТ по условию $f_{\text{макс}} \leq f_{\text{доп}}$ при максимальном значении тока КЗ				
Максимальная кратность тока (м/ф КЗ)	$K_{max.}^{(3)} = I_{max}^{(3)}/I_{1\text{ном.}}$	17,2	17,2	
Допустимая кратность тока при м/ф КЗ, соответствующая 10 %-ной погрешности при $S_{н.расч}^{(3)}$	$K_{\text{доп}}^{(3)}$	29	34	
Коэффициент А(3)	$A^{(3)} = K_{max}^{(3)}/K_{10\text{доп.}}^{(3)}$	0,59	0,51	
Максимальная токовая погрешность при м/ф КЗ	Определяемая по рис. 5.2.19.1	<10%	<10%	
Предельная токовая погрешность - $f_{доп}$	-	10%	10%	
Проверка ТТ по условию $U_{2\text{доп.}} \geq U_{2\text{макс.}}$				
Напряжение на вторичной обмотке ТТ при м/ф КЗ	$U_{2max.}^{(3)} = I_{\text{КЗ}max}^{(3)} \cdot Z_{\text{н.расч}}^{(3)}/K_{\text{ТТ}}$	32,34	26.57	В
Допустимое напряжение на вторичной обмотке ТТ	$U_{2\text{доп.}}$	1000,0	1000,00	В

Параметры ТТ, встроенных в ввода трансформаторных выключателей 35 кВ удовлетворяют условиям расчета.

5.2.19.4. Расчет трансформаторов тока 10 кВ

Основные параметры ТТ ввода 10 кВ: ТОЛ-НТЗ-10
Номинальный первичный ток ($I_{1\text{ном.}}$) – 400А
Номинальный вторичный ток ($I_{2\text{ном.}}$) – 5А
Коэффициент предельной кратности К ном– 10
Номинальная мощность S ном– 15
Класс точности – 0,2S /0,2 / 10Р /10Р
Основные данные подключаемых приборов в обмотки 10Р:
Тип реле на 1 этапе – / РНТ-565 / Сириус-2В;
Тип реле на 3 этапе – / Сириус-Т3 / Сириус-2В, Сириус-2-РН;
Потребляемая мощность по цепям тока на 1 этапе ($S_{\text{р}}$) – /4,12ВА/0,5ВА
Потребляемая мощность по цепям тока на 3 этапе ($S_{\text{р}}$) – /0,5ВА/1ВА

Таблица 5.2.19.3. Выбор сечения токовых цепей ТТ для ячейки ввода 10 кВ

Наименование параметра	Расчет	Значение 1 этап	Значение 3 этап	Ед. измер.
Расчетная проверка ТТ по условию 10%-ной погрешности по КПК и выбор сечения токовых цепей				
Расчетный ток трехфазного КЗ	$I^{(3)}_{\text{расч.}} = I^{(3)}_{\text{КЗвнеш.}}$	4210	4210	А
Расчетная кратность тока (3ф КЗ)	$K^{(3)}_{\text{расч.}} = I^{(3)}_{\text{расч.}}/I_{1\text{ном.}}$	10,525	10,525	–
Допустимое значение нагрузки (3ф КЗ) см. КПК рис.5.2.19.3	$S^{(3)}_{\text{доп.}}$	15	15	ВА
Допустимое сопротивление нагрузки (3ф КЗ)	$Z^{(3)}_{\text{доп.}} = S^{(3)}_{\text{доп.}}/I^2_{2\text{ном.}}$	0,6	0,6	Ом
Переходное сопротивление контактов в токовых цепях защиты	$R_{\text{пер.}}$	0,1	0,1	Ом
Длина кабеля	$l_{действ}$	30	25	м
Сопротивление наиболее нагруженной фазы	$Z_{\text{ф}} = S_{\text{р.}}/I^2_{2\text{ном.}}$	0,165	0,04	Ом
Удельное сопротивление меди	ρ	0,0175	0,0175	Ом·мм²/м
Расчетное сечение жил кабеля для меди при м/ф КЗ	$q^{(3)}_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{действ.}}}{Z^{(3)}_{\text{доп}} - (Z_{\text{ф}} + R_{\text{пер.}})}$	1,57	0,95	мм²
Принятое сечение провода от ТТ до устройства защиты	q	6	6	мм²
Фактическое сопротивление нагрузки на ТТ при м/ф КЗ	$Z^{(3)}_{\text{н.расч}} = Z_{\text{ф}} + R_{\text{пер.}} + \frac{\rho \cdot l_{\text{действ.}}}{q}$	0,35	0,21	Ом
Фактическая вторичная нагрузка на ТТ при м/ф КЗ	$S^{(3)}_{\text{н.расч}} = Z^{(3)}_{\text{н.расч}} \cdot I^2_{2\text{ном.}}$	8,81	5,3	ВА
Расчетная проверка ТТ по условию $f_{\text{макс}} \leq f_{\text{доп}}$ при максимальном значении тока КЗ				

Наименование параметра	Расчет	Значение 1 этап	Значение 3 этап	Ед. измер.
Максимальная кратность тока (м/ф КЗ)	$K_{max.}^{(3)} = I_{max}^{(3)}/I_{1\text{ном.}}$	10,525	10,525	
Допустимая кратность тока при м/ф КЗ, соответствующая 10 %-ной погрешности при $S_{н.расч}^{(3)}$	$K_{\text{доп}}^{(3)}$	14	20	
Коэффициент А(3)	$A^{(3)} = K_{max}^{(3)}/K_{10\text{доп.}}^{(3)}$	0,75	0,526	
Максимальная токовая погрешность при м/ф КЗ	Определяемая по рис. 5.2.19.1	<10%	<10%	
Предельная токовая погрешность - $f_{доп}$	-	10%	10%	
Проверка ТТ по условию $U_{2\text{доп.}} \geq U_{2\text{макс.}}$				
Напряжение на вторичной обмотке ТТ при м/ф КЗ	$U_{2max.}^{(3)} = I_{\text{КЗ}max}^{(3)} \cdot Z_{\text{н.расч}}^{(3)}/K_{\text{ТТ}}$	18,03	11,05	В
Допустимое напряжение на вторичной обмотке ТТ	$U_{2\text{доп.}}$	1000,00	1000,00	В

Основные параметры ТТ присоединений 10 кВ: ТОЛ-НТЗ-10
Номинальный первичный ток ($I_{1\text{ном.}}$) – 300А / 200А / 150А / 100А
Номинальный вторичный ток ($I_{2\text{ном.}}$) – 5А
Коэффициент предельной кратности К ном–30
Номинальная мощность S ном– 15
Класс точности – 0,2S /0,2/10Р
Основные данные подключаемых приборов в обмотки 10Р:
Тип реле – / – / Сириус-2-МЛ;
Потребляемая мощность по цепям тока ($S_{\text{р}}$) – / – /0,5ВА
Расчет выполняется для присоединений с наименьшим Ктт.

Таблица 5.2.19.4. Выбор сечения токовых цепей ТТ для присоединений 10 кВ (Ктт = 100/5)

Наименование параметра	Расчет	Значение	Ед. измер.
Расчетная проверка ТТ по условию 10%-ной погрешности по КПК и выбор сечения токовых цепей			
Расчетный ток трехфазного КЗ	$I_{\text{расч.}}^{(3)} = I_{\text{КЗвнеш.}}^{(3)}$	4210	А
Расчетная кратность тока (3ф КЗ)	$K_{\text{расч.}}^{(3)} = I_{\text{расч.}}^{(3)}/I_{1\text{ном.}}$	42,1	–
Допустимое значение нагрузки (3ф КЗ) см. КПК рис.5.2.19.3	$S_{\text{доп.}}^{(3)}$	7	ВА
Допустимое сопротивление нагрузки (3ф КЗ)	$Z_{\text{доп.}}^{(3)} = S_{\text{доп.}}^{(3)}/I_{2\text{ном.}}^{2}$	0,28	Ом

Наименование параметра	Расчет	Значение	Ед. измер.
Переходное сопротивление контактов в токовых цепях защиты	$R_{\text{пер.}}$	0,1	Ом
Длина кабеля	$l_{действ}$	3	м
Сопротивление наиболее нагруженной фазы	$Z_{\text{ф}} = S_{\text{р.}}/I^2_{2\text{ном.}}$	0,02	Ом
Удельное сопротивление меди	ρ	0,0175	Ом·мм²/м
Расчетное сечение жил кабеля для меди при м/ф КЗ	$q^{(3)}_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{действ.}}}{Z^{(3)}_{\text{доп}} - (Z_{\text{ф}} + R_{\text{пер.}})}$	0,33	мм²
Принятое сечение провода от ТТ до устройства защиты	q	4	мм²
Фактическое сопротивление нагрузки на ТТ при м/ф КЗ	$Z^{(3)}_{\text{н.расч}} = Z_{\text{ф}} + R_{\text{пер.}} + \frac{\rho \cdot l_{\text{действ.}}}{q}$	0,13	Ом
Фактическая вторичная нагрузка на ТТ при м/ф КЗ	$S^{(3)}_{\text{н.расч}} = Z^{(3)}_{\text{н.расч}} \cdot I^2_{2\text{ном.}}$	3,32	ВА
Расчетная проверка ТТ по условию $f_{\text{макс}} \leq f_{\text{доп}}$ при максимальном значении тока КЗ			
Максимальная кратность тока (м/ф КЗ)	$K^{(3)}_{max.} = I^{(3)}_{max}/I_{1\text{ном.}}$	42,1	
Допустимая кратность тока при м/ф КЗ, соответствующая 10 %-ной погрешности при $S^{(3)}_{н.расч}$	$K^{(3)}_{\text{доп}}$	55	
Коэффициент А(3)	$A^{(3)} = K^{(3)}_{max}/K^{(3)}_{10\text{доп.}}$	0,77	
Максимальная токовая погрешность при м/ф КЗ	Определяемая по рис. 5.2.19.1	10%	
Предельная токовая погрешность - $f_{доп}$	-	10%	
Проверка ТТ по условию $U_{2\text{доп.}} \geq U_{2\text{макс.}}$			
Напряжение на вторичной обмотке ТТ при м/ф КЗ	$U^{(3)}_{2max.} = I^{(3)}_{\text{КЗ}max} \cdot Z^{(3)}_{\text{н.расч}}/K_{\text{ТТ}}$	27,37	В
Допустимое напряжение на вторичной обмотке ТТ	$U_{2\text{доп.}}$	1000,00	В

Параметры ТТ 10 кВ удовлетворяют условиям расчета.

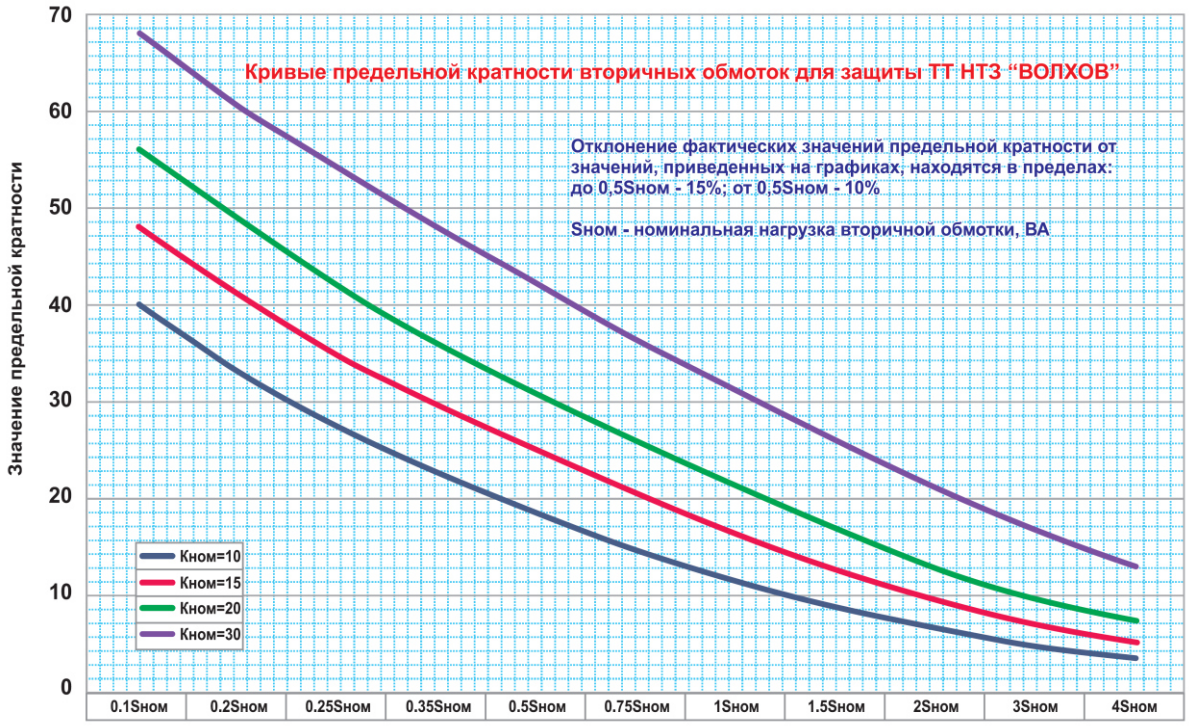


Рис. 5.2.19.3. Кривая предельной кратности обмотки защиты трансформаторов тока ввода 10 кВ.

Для ТТ присоединений 10 кВ необходима проверка на надежность работы МП терминалов, по причине невысокого коэффициента трансформации трансформатора тока. При близком КЗ через трансформатор тока отходящей линии может протекать ток соизмеримый с током КЗ на шинах, таким образом, вторичный ток ТТ измеряемый непосредственно МП РЗА может достигать значений, способствующих к выходу из строя терминалов защит.

Расчет термической стойкости МП терминалов ведется согласно методике предоставленной в ГОСТ Р 52736-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта электродинамического и термического действия тока короткого замыкания»

По токовым входам термическая стойкость микропроцессорного терминала «Сириус-2-МЛ» составляет 200 А в течение 2 с.

Время отключения принимаем равным времени срабатывания существующей МТЗ 35 кВ – 1,5 с.

Согласно ГОСТ Р 52736-2007 (п. 6.1.1) [6] термически эквивалентный ток КЗ:

$$I_{ТЕРМ} = \sqrt{\frac{B_k}{t_{ОТКЛ}}} = \sqrt{\frac{200^2 \cdot 2}{1,5}} = 230,94 \text{ А}$$

Минимальный первичный ток ТТ определяется по выражению (при этом в выражении под током принимаем $I^{(3)}_{КЗmax} = 4120А$):

$$\frac{I_{1ном}}{I_{2ном}} = \frac{I^{(3)}_{КЗmax}}{I_{терм.экв.}}; I_{1ном} = \frac{I^{(3)}_{КЗmax} \cdot I_{2ном}}{I_{терм.экв.}}$$

$$I_{1ном} = \frac{I^{(3)}_{КЗmax} \cdot I_{2ном}}{I_{терм.экв.}} = \frac{4210 \cdot 5}{230,94} = 89,2А.$$

Для обеспечения термической стойкости токовых цепей микропроцессорного терминала «Сириус-2-МЛ» коэффициент трансформации обмоток защит (класс точности 10Р) трансформаторов тока присоединений 10 кВ должен быть не менее 100/5.

5.2.19.5. Расчет трансформаторов тока 6 кВ

Основные параметры ТТ ввода 6 кВ: ТОЛ-НТЗ-10
Номинальный первичный ток ($I_{1\text{ном.}}$) – 1000А
Номинальный вторичный ток ($I_{2\text{ном.}}$) – 5А
Коэффициент предельной кратности К ном– 10
Номинальная мощность S ном– 15
Класс точности – 0,2S /0,2 / 10Р /10Р
Основные данные подключаемых приборов в обмотки 10Р:
Тип реле на 1 этапе – / РНТ-565 / Сириус-2В;
Тип реле на 3 этапе – / Сириус-Т3 / Сириус-2В, Сириус-2-РН;
Потребляемая мощность по цепям тока на 2 этапе ($S_{\text{р}}$) – /4,66ВА/0,5ВА
Потребляемая мощность по цепям тока на 3 этапе ($S_{\text{р}}$) – /0,5ВА/1ВА

Таблица 5.2.19.5. Выбор сечения токовых цепей ТТ для ввода 6 кВ

Наименование параметра	Расчет	Значение 2 этап	Значение 3 этап	Ед. измер.
Расчетная проверка ТТ по условию 10%-ной погрешности по КПК и выбор сечения токовых цепей				
Расчетный ток трехфазного КЗ	$I^{(3)}_{\text{расч.}} = I^{(3)}_{\text{КЗвнеш.}}$	4140	4140	А
Расчетная кратность тока (3ф КЗ)	$K^{(3)}_{\text{расч.}} = I^{(3)}_{\text{расч.}}/I_{1\text{ном.}}$	4,14	4,14	–
Допустимое значение нагрузки (3ф КЗ) см. КПК рис.5.2.19.4	$S^{(3)}_{\text{доп.}}$	45	45	ВА
Допустимое сопротивление нагрузки (3ф КЗ)	$Z^{(3)}_{\text{доп.}} = S^{(3)}_{\text{доп.}}/I^2_{2\text{ном.}}$	1,8	1,8	Ом
Переходное сопротивление контактов в токовых цепях защиты	$R_{\text{пер.}}$	0,1	0,1	Ом
Длина кабеля	$l_{действ}$	30	25	м
Сопротивление наиболее нагруженной фазы	$Z_{\text{ф}} = S_{\text{р.}}/I^2_{2\text{ном.}}$	0,18	0,04	Ом
Удельное сопротивление меди	ρ	0,0175	0,0175	Ом·мм²/м
Расчетное сечение жил кабеля для меди при м/ф КЗ	$q^{(3)}_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{действ.}}}{Z^{(3)}_{\text{доп}} - (Z_{\text{ф}} + R_{\text{пер.}})}$	0,34	0,26	мм²
Принятое сечение провода от ТТ до устройства защиты	q	6	6	мм²
Фактическое сопротивление нагрузки на ТТ при м/ф КЗ	$Z^{(3)}_{\text{н.расч}} = Z_{\text{ф}} + R_{\text{пер.}} + \frac{\rho \cdot l_{\text{действ.}}}{q}$	0,37	0,213	Ом

Наименование параметра	Расчет	Значение 2 этап	Значение 3 этап	Ед. измер.
Фактическая вторичная нагрузка на ТТ при м/ф КЗ	$S^{(3)}_{\text{н.расч}} = Z^{(3)}_{\text{н.расч}} \cdot I^2_{2\text{ном.}}$	9,25	5,3	ВА
Расчетная проверка ТТ по условию $f_{\text{макс}} \leq f_{\text{доп}}$ при максимальном значении тока КЗ				
Максимальная кратность тока (м/ф КЗ)	$K^{(3)}_{max.} = I^{(3)}_{max}/I_{1\text{ном.}}$	4,14	4,14	
Допустимая кратность тока при м/ф КЗ, соответствующая 10 %-ной погрешности при $S^{(3)}_{н.расч}$	$K^{(3)}_{\text{доп}}$	12	17	
Коэффициент А(3)	$A^{(3)} = K^{(3)}_{max}/K^{(3)}_{10\text{доп.}}$	0,35	0,24	
Максимальная токовая погрешность при м/ф КЗ	Определяемая по рис. 5.2.19.1	<10%	<10%	
Предельная токовая погрешность - $f_{доп}$	-	10%	10%	
Проверка ТТ по условию $U_{2\text{доп.}} \geq U_{2\text{макс.}}$				
Напряжение на вторичной обмотке ТТ при м/ф КЗ	$U^{(3)}_{2max.} = I^{(3)}_{\text{КЗ}max} \cdot Z^{(3)}_{\text{н.расч}}/K_{\text{ТТ}}$	10,14	6,52	В
Допустимое напряжение на вторичной обмотке ТТ	$U_{2\text{доп.}}$	1000,00	1000,00	В

Основные параметры ТТ присоединений 6 кВ: ТОЛ-НТЗ-10
Номинальный первичный ток ($I_{1\text{ном.}}$) – 100А
Номинальный вторичный ток ($I_{2\text{ном.}}$) – 5А
Коэффициент предельной кратности К ном– 30
Номинальная мощность S ном– 15
Класс точности – 0,2S /0,2/10Р
Основные данные подключаемых приборов в обмотки 10Р:
Тип реле – / – / Сириус-Д;
Тип реле для ячеек ТСН– / – / Сириус-2-МЛ;
Потребляемая мощность по цепям тока ($S_{\text{р}}$) – / – /0,5ВА

Таблица 5.2.19.6. Выбор сечения токовых цепей ТТ присоединений 6 кВ (Ктт = 100/5)

Наименование параметра	Расчет	Значение	Ед. измер.
Расчетная проверка ТТ по условию 10%-ной погрешности по КПК и выбор сечения токовых цепей			
Расчетный ток трехфазного КЗ	$I^{(3)}_{\text{расч.}} = I^{(3)}_{\text{КЗвнеш.}}$	4140	А
Расчетная кратность тока (3ф КЗ)	$K^{(3)}_{\text{расч.}} = I^{(3)}_{\text{расч.}}/I_{1\text{ном.}}$	41,4	–
Допустимое значение нагрузки (3ф КЗ)	$S^{(3)}_{\text{доп.}}$	7	ВА

Наименование параметра	Расчет	Значение	Ед. измер.
см. КПК рис.5.2.19.4			
Допустимое сопротивление нагрузки (3ф КЗ)	$Z^{(3)}_{\text{доп.}} = S^{(3)}_{\text{доп.}}/I^2_{2\text{ном.}}$	0,28	Ом
Переходное сопротивление контактов в токовых цепях защиты	$R_{\text{пер.}}$	0,1	Ом
Длина кабеля	$l_{действ}$	3	м
Сопротивление наиболее нагруженной фазы	$Z_{\text{ф}} = S_{\text{р.}}/I^2_{2\text{ном.}}$	0,02	Ом
Удельное сопротивление меди	ρ	0,0175	Ом·мм²/м
Расчетное сечение жил кабеля для меди при м/ф КЗ	$q^{(3)}_{\text{расч}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{действ.}}}{Z^{(3)}_{\text{доп}} - (Z_{\text{ф}} + R_{\text{пер.}})}$	0,328	мм²
Принятое сечение провода от ТТ до устройства защиты	q	2,5	мм²
Фактическое сопротивление нагрузки на ТТ при м/ф КЗ	$Z^{(3)}_{\text{н.расч}} = Z_{\text{ф}} + R_{\text{пер.}} + \frac{\rho \cdot l_{\text{действ.}}}{q}$	0,141	Ом
Фактическая вторичная нагрузка на ТТ при м/ф КЗ	$S^{(3)}_{\text{н.расч}} = Z^{(3)}_{\text{н.расч}} \cdot I^2_{2\text{ном.}}$	3,53	ВА
Расчетная проверка ТТ по условию $f_{\text{макс}} \leq f_{\text{доп}}$ при максимальном значении тока КЗ			
Максимальная кратность тока (м/ф КЗ)	$K^{(3)}_{max.} = I^{(3)}_{max}/I_{1\text{ном.}}$	41,4	
Допустимая кратность тока при м/ф КЗ, соответствующая 10 %-ной погрешности при $S^{(3)}_{н.расч}$	$K^{(3)}_{\text{доп}}$	55	
Коэффициент А(3)	$A^{(3)} = K^{(3)}_{max}/K^{(3)}_{10\text{доп.}}$	0,75	
Максимальная токовая погрешность при м/ф КЗ	Определяемая по рис. 5.2.19.1	10%	
Предельная токовая погрешность - $f_{доп}$	-	10%	
Проверка ТТ по условию $U_{2\text{доп.}} \geq U_{2\text{макс.}}$			
Напряжение на вторичной обмотке ТТ при м/ф КЗ	$U^{(3)}_{2max.} = I^{(3)}_{\text{КЗ}max} \cdot Z^{(3)}_{\text{н.расч}}/K_{\text{ТТ}}$	29,19	В
Допустимое напряжение на вторичной обмотке ТТ	$U_{2\text{доп.}}$	1000,00	В

Параметры ТТ присоединений 6 кВ удовлетворяют условиям расчета.

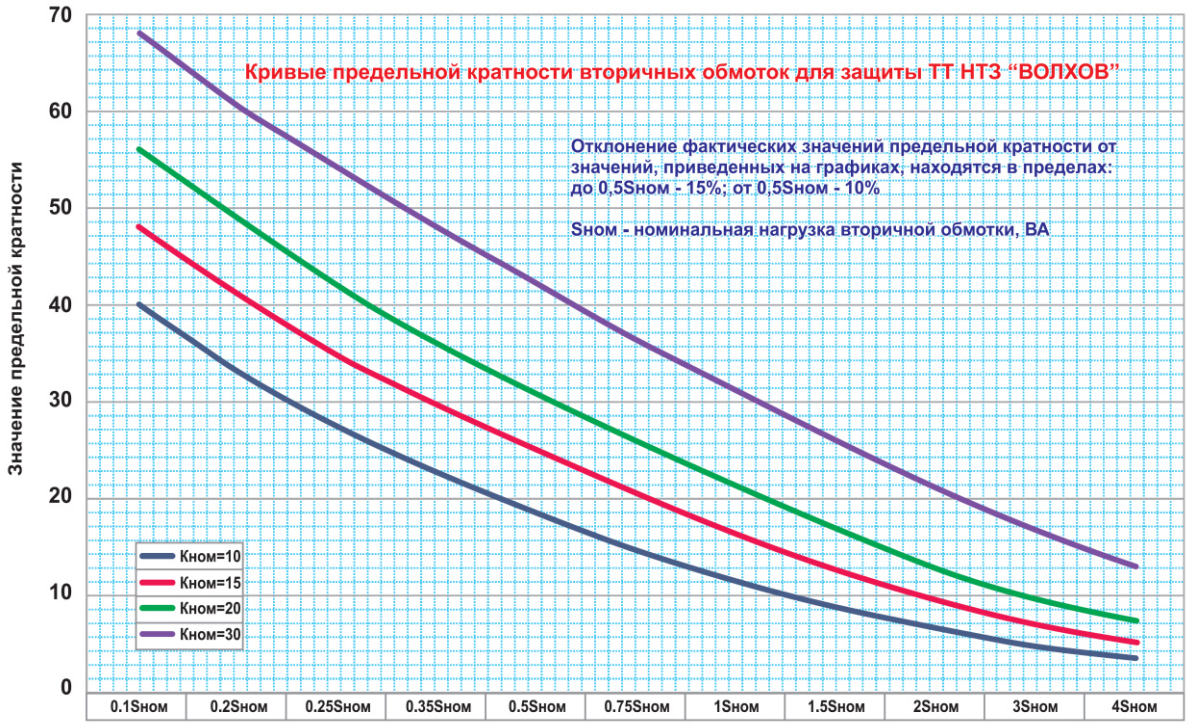


Рис. 5.2.19.4. Кривая предельной кратности обмотки защиты трансформаторов тока 6 кВ.

Для ТТ ячеек отходящих линий 6 кВ необходима проверка на надежность работы МП терминалов, по причине невысокого коэффициента трансформации трансформатора тока. При близком КЗ через трансформатор тока отходящей линии может протекать ток соизмеримый с током КЗ на шинах, таким образом, вторичный ток ТТ измеряемый непосредственно МП РЗА может достигать значений, способствующих к выходу из строя терминалов защит.

Расчет термической стойкости МП терминалов ведется согласно методике предоставленной в ГОСТ Р 52736-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта электродинамического и термического действия тока короткого замыкания»

По токовым входам термическая стойкость микропроцессорного терминала «Сириус-2-МЛ (Сириус-Д)» составляет 200 А в течение 2 с.

Время, отключение равно времени срабатывания МТЗ ВВ-10 кВ – 1,5с.

Согласно ГОСТ Р 52736-2007 (п. 6.1.1) [6] термически эквивалентный ток КЗ:

$$I_{ТЕРМ} = \sqrt{\frac{B_k}{t_{ОТКЛ}}} = \sqrt{\frac{200^2 \cdot 2}{1,5}} = 230,94\ А$$

Минимальный первичный ток ТТ определяется по выражению (при этом в выражении под током принимаем $I^{(3)}_{КЗmax} = 4140А$):

$$\frac{I_{1ном}}{I_{2ном}} = \frac{I^{(3)}_{КЗmax}}{I_{терм.экв.}}; I_{1ном} = \frac{I^{(3)}_{КЗmax} \cdot I_{2ном}}{I_{терм.экв.}}$$

$$I_{1ном} = \frac{I^{(3)}_{КЗmax} \cdot I_{2ном}}{I_{терм.экв.}} = \frac{4140 \cdot 5}{230,94} = 89,63А.$$

Для обеспечения термической стойкости токовых цепей микропроцессорного терминала «Сириус-2-МЛ (Сириус-Д)» коэффициент трансформации обмоток защит (класс точности 10Р) трансформаторов тока присоединений 6 кВ должен быть не менее 100/5.

5.2.19.6. Расчет времени до насыщения трансформатора тока

Ввиду того, то часть трансформаторов тока 6, 10 и 35 кВ в ячейках КРУ и блоках ОРУ-35 кВ на момент проектирования уже заказана без учета требований ГОСТ Р 58669-2019 [1] для однотипности применяемого оборудования на подстанции проверка параметров согласно ГОСТ Р 58669-2019 [1] не выполняется.

5.2.20. Результаты выбора мощности вторичных обмоток трансформаторов напряжения 35 кВ, 10 кВ и 6 кВ

5.2.20.1. Выбор параметров трансформаторов напряжения

Раздел содержит ориентировочные расчеты выбора мощности вторичных обмоток, используемых для целей РЗА и измерений, устанавливаемых на ПС 35 кВ Водозабор на ОРУ-35 кВ, КРУ-10 кВ и в КРУ-6 кВ. Расчет нагрузок в цепях ТН выполнен для максимально возможного количества устройств РЗА, с использованием максимальных значений потребления устройств и с учетом резервирования цепей ТН.

Нагрузки на трансформаторы напряжения указаны в таблицах – 5.2.20.1÷5.2.20.6. Значения в строках «нагрузка в режиме резервирования» показывают суммарную мощность нагрузки оборудования на соответствующий трансформатор напряжения в режиме резервирования смежного ТН. Так как предполагаемая нагрузка на ТН 35 кВ значительно меньше номинальной мощности ТН, то, согласно МИ 3023-2006 «Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения» выполняется выбор догрузочных резисторов в цепи «звезды».

Таблица 5.2.20.1. Нагрузка ТН 35-1

Потребитель	Кол-во	Обмотка "звезда", ВА		Обмотка "Раз. треугольник", ВА	
		Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)	Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)
ССПИ	4	0,2	0,8	–	–
Щитовые приборы	2	0,01	0,02	–	–
КСЗ ВЛ	1	0,1	0,1	0,1	0,1
КСЗ Т	1	0,1	0,1	0,1	0,1
Сумм. Нагрузка ТН		–	1,02	–	0,2
Нагрузка в реж.резерв		–	0,82	–	0,2
Макс. Нагрузка		–	1,84	–	0,4
Выбранная Sном ТН		–	50	–	80

Таблица 5.2.20.2. Нагрузка ТН 35-2

Потребитель	Кол-во	Обмотка "звезда", ВА		Обмотка "Раз. треугольник", ВА	
		Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)	Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)
ССПИ	3	0,2	0,6	–	–
Щитовые приборы	2	0,01	0,02	–	–
КСЗ ВЛ	1	0,1	0,1	0,1	0,1
КСЗ Т	1	0,1	0,1	0,1	0,1
Сумм. Нагрузка ТН		–	0,82	–	0,2
Нагрузка в реж.резерв		–	1,02	–	0,2
Макс. Нагрузка		–	1,84	–	0,4
Выбранная Sном ТН		–	50	–	80

Таблица 5.2.20.3. Нагрузка ТН-1 10

Потребитель	Кол-во	Обмотка "звезда", ВА		Обмотка "Раз. треугольник", ВА	
		Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)	Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)
ССПИ	9	0,2	1,8	-	-
Щитовые приборы	2	0,01	0,02	-	-
Комплект ТН-1 10	1	0,5	0,5	0,5	0,5
Комплекты РЗА	8	0,5	4,0	0,5	4,0
Комплект АРКТ	1	0,5	0,5	-	-
Сумм. Нагрузка ТН		–	6,82	–	4,5
Нагр. в режиме рез-ния		–	5,42	–	3,5
Макс. Нагрузка		–	12,24	–	8,0
Выбранная Sном ТН		–	40	–	300

Таблица 5.2.20.4. Нагрузка ТН-2 10

Потребитель	Кол-во	Обмотка "звезда", ВА		Обмотка "Раз. треугольник", ВА	
		Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)	Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)
ССПИ	7	0,2	1,4	-	-
Щитовые приборы	2	0,01	0,02	-	-
Комплект ТН-2 10	1	0,5	0,5	0,5	0,5
Комплекты РЗА	6	0,5	3,0	0,5	3,0
Комплект АРКТ	1	0,5	0,5	-	-
Сумм. Нагрузка ТН		–	5,42	–	3,5
Нагр. в режиме рез-ния		–	6,82	–	4,5

Потребитель	Кол-во	Обмотка "звезда", ВА		Обмотка "Раз. треугольник", ВА	
		Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)	Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)
Макс. Нагрузка		–	12,24	–	8,0
Выбранная Sном ТН		–	40	–	300

Таблица 5.2.20.5. Нагрузка ТН-1 6

Потребитель	Кол-во	Обмотка "звезда", ВА		Обмотка "Раз. треугольник", ВА	
		Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)	Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)
ССПИ	6	0,2	1,2	-	-
Щитовые приборы	2	0,01	0,02	-	-
Комплект ТН-1 6	1	0,5	0,5	0,5	0,5
Комплекты РЗА	4	0,5	2,0	0,5	2,0
Комплект АРКТ	1	0,5	0,5	-	-
Сумм. Нагрузка ТН		–	4,22	–	2,5
Нагр. в режиме рез-ния		–	4,72	–	3,0
Макс. Нагрузка		–	8,94	–	5,5
Выбранная Sном ТН		–	40	–	300

Таблица 5.2.20.6. Нагрузка ТН-2 6

Потребитель	Кол-во	Обмотка "звезда", ВА		Обмотка "Раз. треугольник", ВА	
		Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)	Потребление одной единицы (на фазу)	Суммарное потребление (на фазу)
ССПИ	6	0,2	1,2	-	-
Щитовые приборы	2	0,01	0,02	-	-
Комплект ТН-2 6	1	0,5	0,5	0,5	0,5
Комплекты РЗА	5	0,5	2,5	0,5	2,5
Комплект АРКТ	1	0,5	0,5	-	-
Сумм. Нагрузка ТН		–	4,72	–	3,0
Нагр. в режиме рез-ния		–	4,22	–	2,5
Макс. Нагрузка		–	8,94	–	5,5
Выбранная Sном ТН		–	40	–	300

5.2.20.2. Выбор сечения жил кабелей во вторичных цепях трансформаторов напряжения

Сечение проводов во вторичных цепях определяется по допустимой потере напряжения, установленной ПУЭ. Согласно в §1.5.19 ПУЭ: «Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25% номинального напряжения при питании от трансформаторов напряжения класса точности 0,5. Потери напряжения от трансформаторов напряжения до счетчиков технического учета должны составлять не более 1,5% номинального напряжения».

Так как цепи напряжения для защиты и измерительных приборов выполняются общими контрольные кабели для этих цепей выбираются по условию $\Delta U\% \leq 1{,}5\%$, т.е. $\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}} \cdot r_{\text{пр}} \leq 1{,}5$ В. Если от этих цепей питаются расчетные счетчики, то потеря линейного напряжения не должна превышать $\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}} \cdot r_{\text{пр}} \leq 0{,}25$ В.

Для определения требуемого сечения жил кабеля по заданной величине $\Delta U_{\text{доп}}$ вычисляется наибольшее допустимое сопротивление одной жилы кабеля в фазном проводе:

$$r_{пр.макс} = \frac{\Delta U}{\sqrt{3} \cdot I_{нагр}}, \quad (5.2.20.1)$$

или в цепи $3U_0$:

$$r_{пр.макс} = \frac{\Delta U}{2 \cdot I_{нагр}}, \quad (5.2.20.2)$$

где, ток нагрузки $I_{нагр}$ для вторичных цепей, питающихся от обмоток трансформаторов напряжения, соединенных в открытый треугольник или в звезду составляет:

$$I_{нагр} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{ТН}}{U_{ном}}, \quad (5.2.20.3)$$

где $S_{ТН}$ – нагрузка, подключенная к вторичной обмотке ТН, ВА;

$U_{ном}$ – линейное номинальное напряжение, равное 100, В.

Сечение жил кабеля определяется по формуле:

$$q = \frac{l}{\gamma \cdot r_{\text{пр.макс}}}, \quad (5.2.20.4)$$

где l – длина кабеля, м;

γ – удельное сопротивление (равно 57 для меди и 34,5 для алюминия);

$r_{\text{пр.макс}}$– сопротивление жилы кабеля.

Расчет приведен для наиболее удаленного от шкафов защит трансформатора напряжения 35 кВ 1 с.ш. для обмотки «звезда», классом точности 0,5. Длина кабеля от шкафа ШЗН ТН 35-1 до шкафа 3Р РЗА СВ 35 кВ, ТН-35 кВ – L=70м, от шкафа 3Р до наиболее удаленной точки – Шкафа ССПИ L=13 м.

Ток нагрузки по кабелю от основных обмоток трансформатора напряжения до шкафа 3Р, согласно (5.2.20.1) (в расчете используется максимальная нагрузка трансформатора напряжения $S_{ТН}$=50 ВА (на фазу))

Максимальный ток нагрузки:

$$I_{\text{нагр}} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{\text{ТН}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 50}{100} = 0{,}87 \text{ А}$$

Максимальное сопротивление жилы этого кабеля, по (5.2.20.1):

$$r_{\text{пр.макс}} = \frac{\Delta U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}} = \frac{1{,}5}{\sqrt{3} \cdot 0{,}87} = 1{,}00 \text{ Ом}.$$

Сечение жилы кабеля согласно (5.2.20.4):

$$q = \frac{l}{\gamma \cdot r_{\text{пр.макс}}} = \frac{70}{57 \cdot 1{,}00} = 1{,}23 \text{ мм}^2.$$

Принимается кабель сечением 10 мм^2. Данное решение внесет некоторый расчетный запас, и улучшит селективность срабатывания автоматических выключателей в напряжения. Принимается кабель КВВГЭнг(А)-LS 7×10, сопротивление жил выбранного кабеля:

$$r_{\text{пр.}} = \frac{l}{\gamma \cdot q} = \frac{70}{57 \cdot 10} = 0{,}12 \text{ Ом.}$$

Потери напряжения в кабеле КВВГЭнг(А)-LS 7×10:

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}} \cdot r_{\text{пр}} = \sqrt{3} \cdot 0{,}87 \cdot 0{,}12 = 0{,}18 \text{ В.}$$

По условиям механической прочности для прокладки в ОПУ принимается кабель КВВГЭнг(А)– LS 5×2,5, сопротивление жил выбранного кабеля:

$$r_{\text{пр.}} = \frac{l}{\gamma \cdot q} = \frac{13}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}091 \text{ Ом.}$$

Потери напряжения в кабеле КВВГЭнг(А)– LS 5×2,5:

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}} \cdot r_{\text{пр}} = \sqrt{3} \cdot 0{,}87 \cdot 0{,}091 = 0{,}14 \text{ В.}$$

Суммарные потери от трансформатора до шкафа ССПИ:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \Delta U_1 + \Delta U_2 = 0{,}18 + 0{,}14 = 0{,}32 \text{ В}$$

Падение напряжения в кабеле находится в допустимых пределах по ПУЭ. Расчет сечений остальных кабелей выполняется аналогично.

Результат для остальных трансформаторов напряжения выполняется аналогично, результаты расчета сведены в таблицу 5.2.20.7.

Таблица 5.2.20.7. Расчет сечения кабелей вторичных цепей трансформаторов напряжения

ТН	обмотка, территория прокладки	обмотка "звезда" для цепей защиты		обмотка "раз. треугольник" для цепей защит	
		от ТН до шкафа с комплектом ТН	от шкафа с комплектом ТН до потребителей	от ТН до шкафа с комплектом ТН	от шкафа с комплектом ТН до потребителей
ТН 35-1	тип кабеля	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS
	кол-во и сечение жил	7×10	5×2,5	5×10	5×2,5
ТН 35-2	тип кабеля	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS
	кол-во и сечение жил	7×10	5×2,5	5×10	5×2,5
ТН 6-1	тип кабеля	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS

ТН	обмотка, территория прокладки	обмотка "звезда" для цепей защиты		обмотка "раз. треугольник" для цепей защит	
		от ТН до шкафа с комплектом ТН	от шкафа с комплектом ТН до потребителей	от ТН до шкафа с комплектом ТН	от шкафа с комплектом ТН до потребителей
	кол-во и сечение жил	5×6	5×2,5	5×6	5×2,5
ТН 6-2	тип кабеля	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS	КВВГЭнг(А)-LS
	кол-во и сечение жил	5×6	5×2,5	5×6	5×2,5

5.2.20.3. Выбор автоматов во вторичных цепях трансформаторов напряжения

Для трансформаторов напряжения не требуется защита от перегрузки, так как они обычно работают в режиме, близком к холостому ходу. Поэтому автоматы выбирают по условию надежности действия при коротких замыканиях.

Ток срабатывания автомата, должен быть больше не менее чем в 1,0-1,25 раза номинального тока трансформатора напряжения, соответствующего его мощности в используемом классе точности.

Кроме того, ток, соответствующий отключающей способности автомата или предохранителя, должен быть не менее максимального значения тока короткого замыкания в месте установки этого защитного аппарата.

Согласно заводской документации на ТН 35 кВ типа НАМИ-35 принимаем $\mathrm{Uk} = 0{,}6$.

Предельная мощность 0,2 / 0,5 / 3Р $\mathrm{S_{пред.}} = 2000/1900/100\mathrm{ВА}$.

При соединении трансформатора напряжения по схеме звезда – звезда с выведенным нулем минимальный ток будет при однофазном коротком замыкании:

$$\mathrm{I^{(1)}} = \frac{100/\sqrt{3}}{\sqrt{\mathrm{z_k}^2 + \left(\sum \mathrm{r_{пр}} + \sum \mathrm{r_{0пр}} + \mathrm{r_{АВ}}\right)^2}} \qquad (5.2.20.5)$$

где $\sum \mathrm{r_{пр}}$ – сопротивление проводов в фазе;

$\sum \mathrm{r_{0пр}}$– сопротивление проводов в нулевом проводе;

$\mathrm{r_{АВ}}$ – сопротивление автоматического выключателя;

Из выражения (5.2.20.5) следует, что значение сопротивления $\mathrm{z_k}$ (при этом длины кабелей принимаются равным нулю):

$$\mathrm{z_k} = \frac{100/\sqrt{3}}{\mathrm{I^{(1)}}} \qquad (5.2.20.6)$$

Помимо (5.2.20.6) сопротивление $\mathrm{z_k}$ находится по формуле:

$$\mathrm{z_k} = \frac{\mathrm{Uk \cdot U^2}}{100 \cdot \mathrm{S}} \qquad (5.2.20.7)$$

Где, Uk – напряжение короткого замыкания, %;

Uном – номинальное напряжение вторичной обмотки ТН, В (для одной фазы – 57,7В)

S – мощность ТН, к которой отнесено Uk ($\mathrm{S_{пред.}}$).

Ниже приводится расчет автомата, устанавливаемого для защиты вторичных цепей обмотки «звезда» ТН 35-1:

Ток нагрузки определяется исходя из Sном. трансформатора напряжения:

$$I_{нагр} = \frac{\sqrt{3} \cdot 50}{100} = 0{,}87 \text{ А}.$$

Номинальный ток автомата должен быть:

$$I_{ном} \geq I_{нагр} = 0{,}87 \text{ А}.$$

Принимается номинальный ток автоматического выключателя $I_{ном}$=3 (А).

Определяется значение сопротивления z_k по выражению (5.2.20.7):

$$z_k = \frac{Uk \cdot U^2}{100 \cdot S} = \frac{0{,}6 \cdot (57{,}7)^2}{100 \cdot 1900} = 0{,}011$$

Минимальное значение тока короткого замыкания согласно (5.2.20.5) находится в наиболее удаленной точке:

$$I^{(1)} = \frac{100/\sqrt{3}}{\sqrt{0{,}011^2 + (0{,}2 + 0{,}2 + 0{,}32)^2}} = 80{,}13 \text{ А}.$$

Выбираем автомат C60N 3P с электромагнитным расцепителем. Номинальный ток выключателя Iном=3 (А), уставка по току мгновенного срабатывания Iсраб=3,2·Iном. Полное время отключения короткого замыкания tср.=0,01 сек.

Ток срабатывания автомата с учетом разброса $I_{ср} = 3{,}2 \cdot I_{ном} = 9{,}6$ А.

Коэффициент чувствительности:

$$k_ч = \frac{80{,}13}{9{,}6} = 8{,}3 \geq 1{,}5.$$

Расчет обмоток остальных трансформаторов напряжения производится аналогично. Результаты расчета сведены в таблицу 5.2.20.8.

Таблица 5.2.20.8. Расчет токов короткого замыкания во вторичных цепях ТН

ТН	Место установки автомата		Sпред, ВА	Sном, ВА (на фазу)	Сопр до точки КЗ	Zk, Ом	Iнагр, А	$I^{(3)}$, на выводах ТН, А	КЗ в самом удаленном месте	
									$I^{(1)}/I^{(2)}$, А	Кч
ТН 35-1	«звезда»	АИИСКУЭ	2000	50	0,211	0,010	0,87	5770	80,13	8,3
	«звезда»	защиты	1900	50	0,211	0,011	0,87	5245	80,13	8,3
	«раз.тр.»	защиты	100	80	0,169	0,199	0,8	289	83,9	8,7
ТН 35-2	«звезда»	АИИСКУЭ	2000	50	0,211	0,010	0,87	5770	80,13	8,3
	«звезда»	защиты	1900	50	0,211	0,011	0,87	5245	80,13	8,3
	«раз.тр.»	защиты	100	80	0,169	0,199	0,8	289	83,9	8,7
ТН 10-1	«звезда»	АИИСКУЭ	400	25	0,08	0,334	0,43	173	98,8	10,3
	«звезда»	защиты	400	25	0,175	0,334	0,43	173	77,1	8,0
	«раз.тр.»	защиты	100	100	0,08	1,336	1,0	75	70,4	7,3
ТН 10-2	«звезда»	АИИСКУЭ	400	25	0,08	0,334	0,43	173	98,8	10,3
	«звезда»	защиты	400	25	0,175	0,334	0,43	173	77,1	8,0
	«раз.тр.»	защиты	100	100	0,08	1,336	1,0	75	70,4	7,3
ТН 6-1	«звезда»	АИИСКУЭ	400	25	0,08	0,334	0,43	173	98,8	10,3
	«звезда»	защиты	400	25	0,147	0,334	0,43	173	82,6	8,6
	«раз.тр.»	защиты	100	100	0,147	1,336	1,0	75	143,1	14,9
ТН 6-2	«звезда»	АИИСКУЭ	400	25	0,08	0,334	0,43	173	98,8	10,3
	«звезда»	защиты	400	25	0,147	0,334	0,43	173	82,6	8,6
	«раз.тр.»	защиты	100	100	0,147	1,336	1,0	75	143,1	14,9

Итоговый выбор автоматов вторичных цепей представлен в таблице 5.2.20.9.

Таблица 5.2.20.9. Расчет выбора автоматических выключателей во вторичных цепях ТН.

Номер ТН	Номер обмотки	обмотка "звезда" для цепей АИИСКУЭ	обмотка "звезда" для цепей защит	обмотка "раз. треугольник" для цепей защит
		1	2	3
ТН 35-1	Тип автомата	C60N 3P, B	C60N 3P, B	C60N 3P, B
	$I_{ном}$	3	3	3
	$I/I_{ном}$	$3,2I_{ном}$	$3,2I_{ном}$	$3,2I_{ном}$
ТН 35-2	Тип автомата	C60N 3P, B	C60N 3P, B	C60N 3P, B
	$I_{ном}$	3	3	3
	$I/I_{ном}$	$3,2I_{ном}$	$3,2I_{ном}$	$3,2I_{ном}$
ТН 10-1	Тип автомата	C60N 3P, B	C60N 3P, B	C60N 3P, B
	$I_{ном}$	3	3	3
	$I/I_{ном}$	$3,2I_{ном}$	$3,2I_{ном}$	$3,2I_{ном}$

Номер ТН	Номер обмотки	обмотка "звезда" для цепей АИИСКУЭ	обмотка "звезда" для цепей защит	обмотка "раз. треугольник" для цепей защит
		1	2	3
ТН 10-2	Тип автомата	C60N 3P, B	C60N 3P, B	C60N 3P, B
	$I_{ном}$	3	3	3
	$I/ I_{ном}$	$3,2I_{ном}$	$3,2I_{ном}$	$3,2I_{ном}$
ТН 6-1	Тип автомата	C60N 3P, B	C60N 3P, B	C60N 3P, B
	$I_{ном}$	3	3	3
	$I/ I_{ном}$	$3,2I_{ном}$	$3,2I_{ном}$	$3,2I_{ном}$
ТН 6-2	Тип автомата	C60N 3P, B	C60N 3P, B	C60N 3P, B
	$I_{ном}$	3	3	3
	$I/ I_{ном}$	$3,2I_{ном}$	$3,2I_{ном}$	$3,2I_{ном}$

ВЕДОМОСТЬ ДЕМОНТАЖНЫХ РАБОТ. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

№ п/п	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
	Панели демонтируемые на II этапе реконструкции		
	Шкафы РЗА:		
1	1У Панель управления	шт.	1
	Панели демонтируемые на III этапе реконструкции		
	Шкафы РЗА:		
2	1Р Центральная сигнализация, ТН-35, АВР	шт.	1
3	2Р Защита трансформаторов Т1, Т2	шт.	1
4	3Р Автоматика трансформаторов Т1, Т2	шт.	1
5	5Р Защита трансформатора Т3	шт.	1
6	6Р Автоматика трансформатора Т3, ЗДЗ 10/6	шт.	1

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	3041-167-ИОС.РЗА.ВДР		
Разраб.		Короткий			03.21	Ведомость демонтажных работ. Релейная защита и автоматика	Стадия	Лист	Листов
							П	1	1
Проверил		Бучинский			03.21		Проектный центр ООО «Техно Базис»		
Н.контр.		Тюкавкин			03.21				

ВЕДОМОСТЬ РАБОТ. МОНТАЖ КОНСТРУКЦИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И АППАРАТУРЫ

№ п/п	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
	Шкафы устанавливаемые на I этапе реконструкции		
	Шкафы РЗА:		
1	Шкаф защит и автоматики ВЛ 35 кВ с двумя комплектами: • Защиты и автоматика ВЛ 35 кВ Западная – Водозабор на базе микропроцессорного терминала РЗА; • Защиты и автоматика ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор на базе микропроцессорного терминала РЗА; Примечание: устанавливается на временное место.	шт.	1
	Устройства РЗА в КРУ 10 кВ:		
2	Схема вторичных соединений на базе терминала защиты ввода в составе ячейки КРУ ввода трансформатора Т-1	шт.	1
3	Схема вторичных соединений на базе терминала защиты ввода в составе ячейки КРУ ввода трансформатора Т-2	шт.	1
4	Схема вторичных соединений на базе терминала защиты секционного выключателя в составе ячейки КРУ СВ 10 кВ	шт.	1
5	Схема вторичных соединений в составе ячейки КРУ СР 10 кВ	шт.	1
6	Схема вторичных соединений на базе терминала ТН в составе ячейки КРУ ТН 10 кВ	шт.	2
	ОРУ 35 кВ:		
7	Шкаф зажимов выключателя (ШЗВ)	шт.	2
	Шкафы устанавливаемые на II этапе реконструкции		
	Шкафы РЗА:		
8	Шкаф Центральной сигнализации с микропроцессорным терминалом ЦС, питания и ОБР 110 кВ	шт.	1
9	Шкаф защит и автоматики Т-1 с четырьмя комплектами РЗА: • Основные защиты трансформатора на базе микропроцессорного терминала РЗА; • Резервные защиты трансформатора на базе микропроцессорного терминала РЗА; • Защиты и автоматика ввода 6 кВ; • Автоматика АРКТ на на базе микропроцессорного терминала РЗА;	шт.	1
10	Шкаф защит и автоматики Т-2 с тремя комплектами РЗА: • Основные защиты трансформатора на базе микропроцессорного терминала РЗА; • Резервные защиты трансформатора на базе микропроцессорного терминала РЗА; • Защиты и автоматика ввода 6 кВ; • Автоматика АРКТ на на базе микропроцессорного терминала РЗА;	шт.	1

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
1	-	все	04-1		04.21

3041-167-ИОС.РЗА.ВМР

Разраб.	Короткий		03.21
Проверил	Бучинский		03.21
Н.контр..	Тюкавкин		03.21

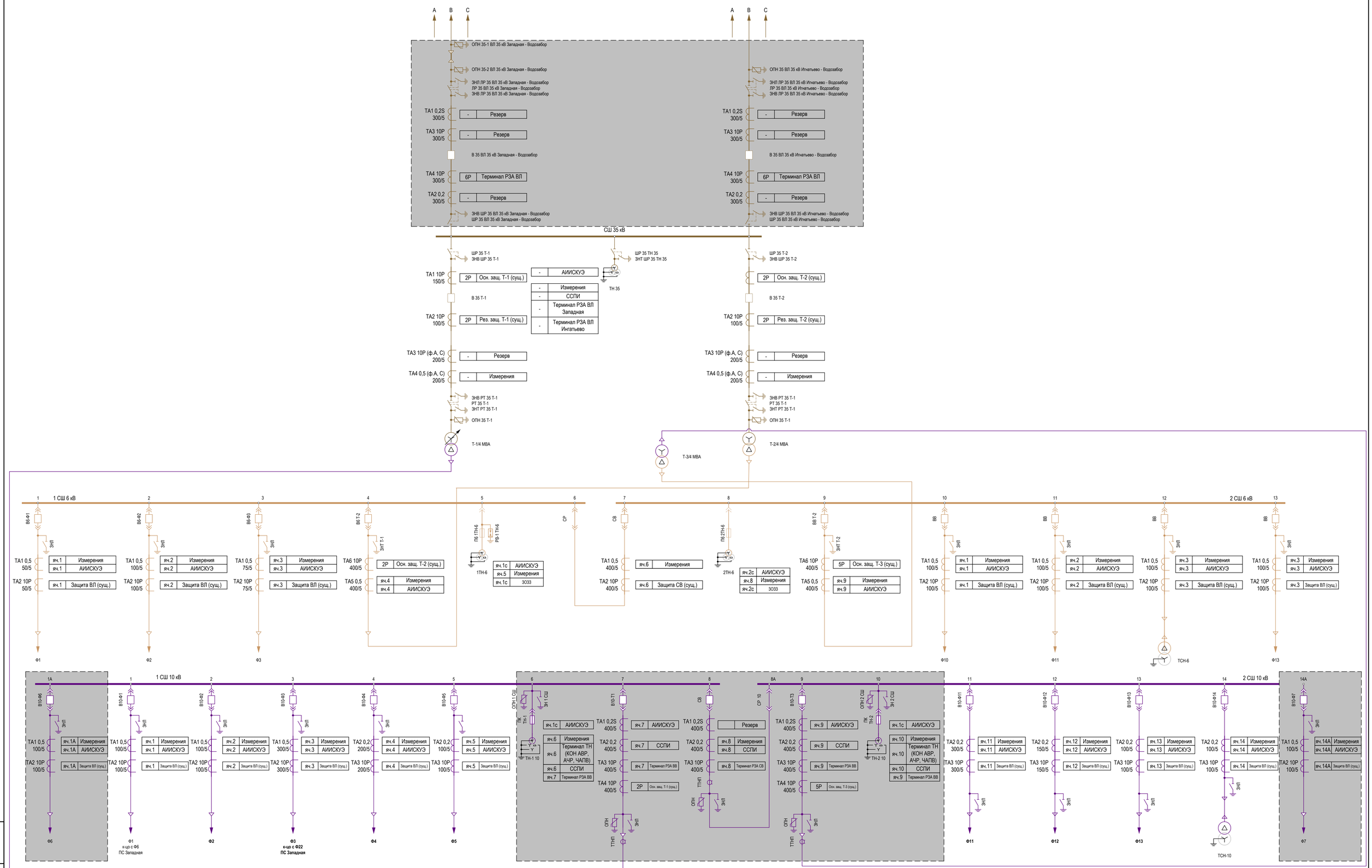
Ведомость монтажных работ.
Релейная защита и автоматика.

Стадия	Лист	Листов
П	1	3

Проектный центр
ООО «ТЕХНО БАЗИС»

№ п/п	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
11	Шкаф защит и автоматики СВ 35 кВ, организации цепей напряжения 35 кВ с одним комплектом: • Защиты и автоматика СВ 35 кВ на базе микропроцессорного терминала РЗА;	шт.	1
12	Шкаф защит и автоматики СВ 6 кВ, организации цепей напряжения 6 кВ с тремя комплектами: • Защиты и автоматика СВ 6 кВ на базе микропроцессорного терминала РЗА; • Автоматика ТН 6-1 на базе микропроцессорного терминала РЗА; • Автоматика ТН 6-2 на базе микропроцессорного терминала РЗА;	шт.	1
13	Шкаф защит и автоматики ВЛ 35 кВ с двумя комплектами: • Защиты и автоматика ВЛ 35 кВ Западная – Водозабор на базе микропроцессорного терминала РЗА; • Защиты и автоматика ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор на базе микропроцессорного терминала РЗА; Примечание: переносится с временного места на постоянное.	шт.	1
14	Шкаф распределения оперативного тока (ШРОТ)	шт.	2
16	Кабель контрольный	определяется в РД	
17	Металлорукав	определяется в РД	
18	Аксессуары для заземления экранов кабели и металлорукава	определяется в РД	
	ОРУ 35 кВ:		
19	Шкаф зажимов выключателя (ШЗВ)	шт.	3
20	Шкаф зажимов трансформатора (ШЗН)	шт.	2
	Шкафы устанавливаемые на III этапе реконструкции		
	ОРУ 35 кВ:		
21	Шкаф зажимов трансформатора (ШЗТ)	шт.	2
	Устройства РЗА в КРУ 10 кВ:		
22	Схема вторичных соединений на базе терминала защиты ячейки ОЛ в составе ячейки КРУ ВЛ 10 кВ	шт.	11
23	Защита от дуговых замыканий 1СШ 10 кВ	шт.	1
24	Защита от дуговых замыканий 2СШ 10 кВ	шт.	1
	Устройства РЗА в КРУ 6 кВ:		
25	Схема вторичных соединений в составе ячейки КРУ ввода трансформатора Т-1 (без терминалов РЗА)	шт.	1
26	Схема вторичных соединений в составе ячейки КРУ ввода трансформатора Т-2 (без терминалов РЗА)	шт.	1

№ п/п	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
27	Схема вторичных соединений в составе ячейки КРУ СВ 6 кВ (без терминалов РЗА)	шт.	1
28	Схема вторичных соединений в составе ячейки КРУ СР 6 кВ	шт.	1
29	Схема вторичных соединений в составе ячейки КРУ ТН 6 кВ (без терминалов РЗА)	шт.	2
30	Схема вторичных соединений на базе терминала защиты ячейки ОЛ в составе ячейки КРУ ВЛ 6 кВ	шт.	7
31	Защита от дуговых замыканий 1СШ 6 кВ	шт.	1
32	Защита от дуговых замыканий 2СШ 6 кВ	шт.	1



						3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ
1	-	1	04-1		04.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Короткий			03.21	Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика
Проверил		Бучинский			03.21	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС. Этап 1
Н.контр.		Тюкавкин			03.21	

Стадия	Лист	Листов
П	1	-

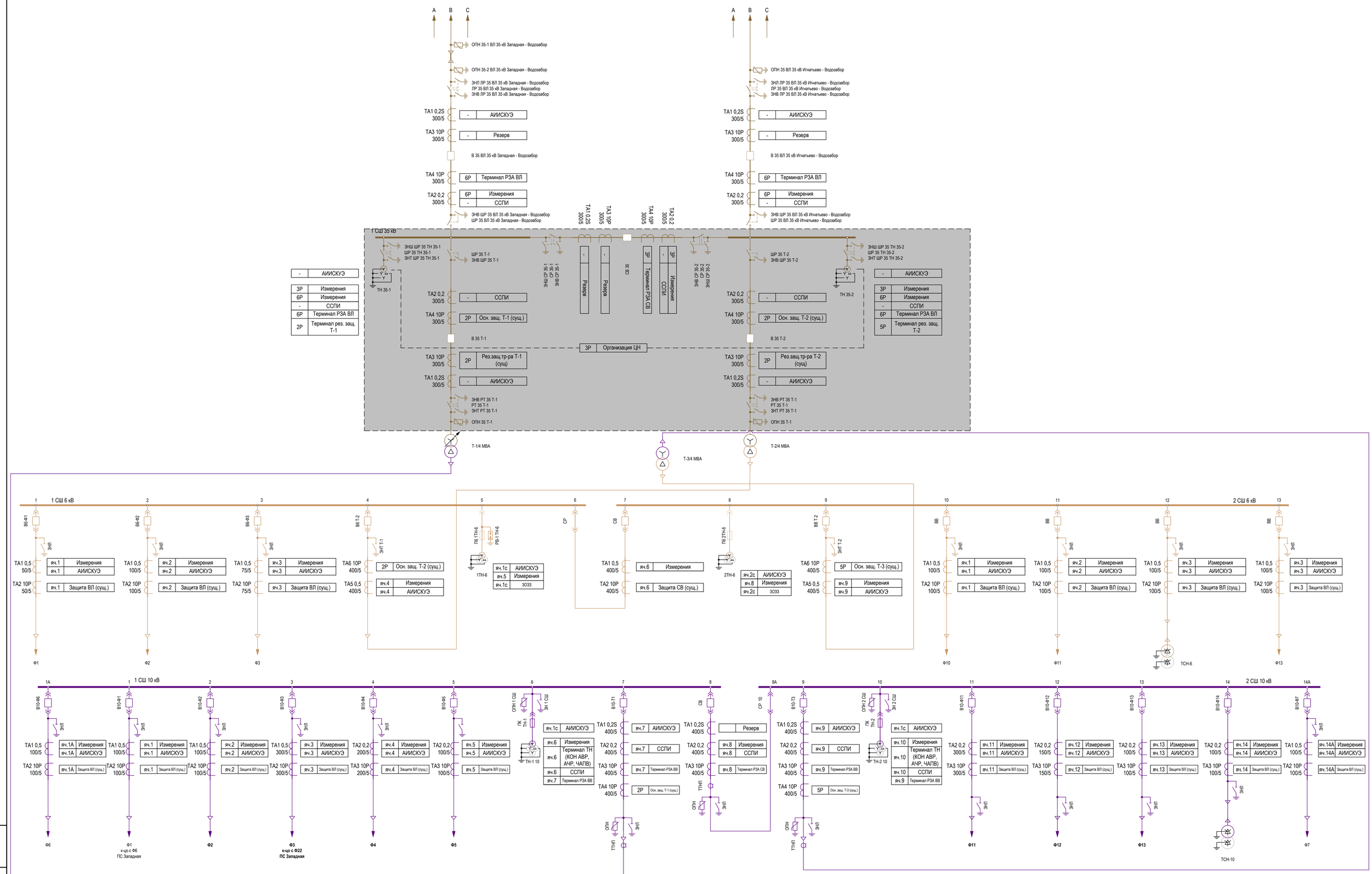
Проектный центр ООО "Техно Базис"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А1



						3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ
1	-	1	04-1		04.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Короткий			03.21	Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика
Проверил		Бучинский			03.21	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС. Этап 2
Н.контр.		Тюкавкин			03.21	

Стадия	Лист	Листов
П	2	-

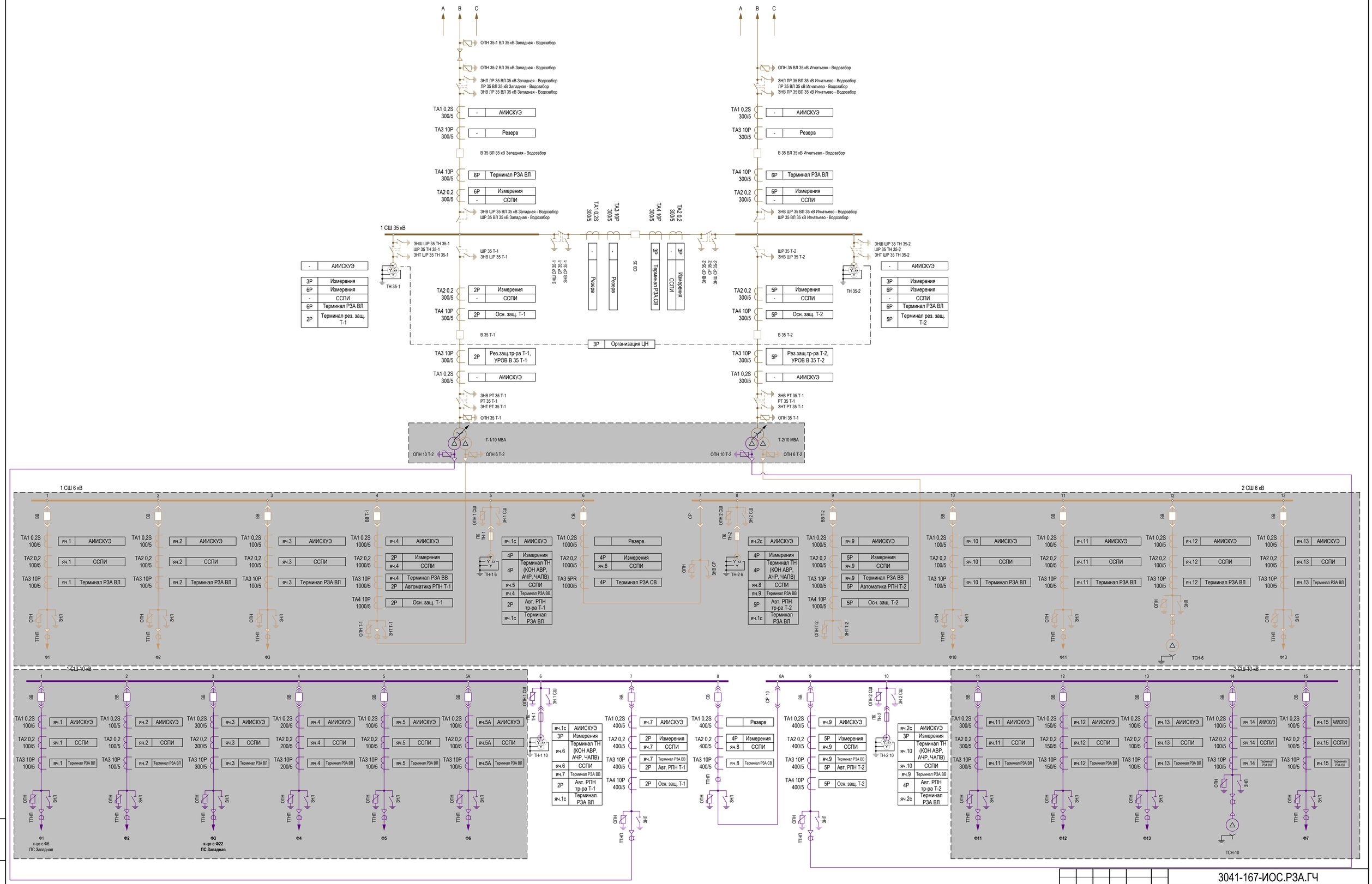
Проектный центр ООО "Техно Базис"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А1



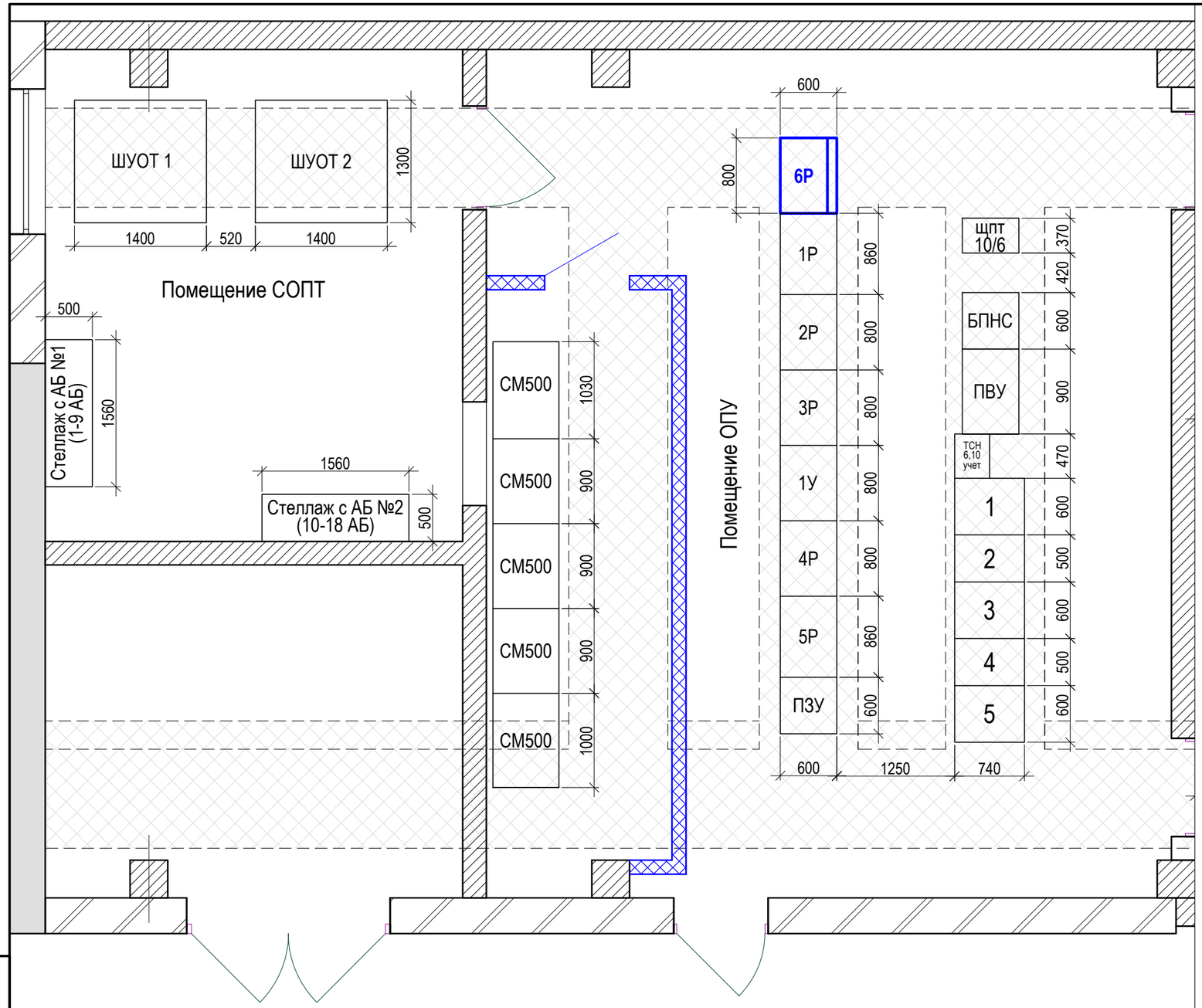
						3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ
1	-	1	04-1		04.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Короткий			03.21	Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика
Проверил		Бучинский			03.21	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС. Этап 3
Н.контр.		Тюкавкин			03.21	

Стадия	Лист	Листов
П	3	-

Проектный центр ООО "Техно Базис"

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

Формат А1



Перечень существующих панелей в помещении ОПУ

№ пан.	Наименование шкафа (панели)	Статус	Прим.
	РЗА		
1Р	Центральная сигнализация, ТН-35, АВР	сущ.	
2Р	Защита трансформаторов Т1, Т2	сущ.	
3Р	Автоматика трансформаторов Т1, Т2	сущ.	
1У	Панель управления	сущ.	
4Р	Автоматика трансформатора Т3, Резерв	сущ.	
5Р	Защита трансформатора Т3, ЗДЗ 10/6	сущ.	
	СОПТ		
ПЗУ	Подзарядное устройство	сущ.	
БПНС	Панель питания стабилизированным напряжением	сущ.	
ПВУ	Панель ПВУ	сущ.	
ЩПТ 10/ 6	Щит постоянного тока для ЗРУ 6, 10 кВ	сущ.	
	СН 0.4 кВ		
1	Панель щита собственных нужд 0.4 кВ	сущ.	
2	Панель щита собственных нужд 0.4 кВ	сущ.	
3	Панель щита собственных нужд 0.4 кВ	сущ.	
4	Панель щита собственных нужд 0.4 кВ	сущ.	
5	Панель щита собственных нужд 0.4 кВ	сущ.	
	АИИСКУЭ		
б/н	ТСН-10, ТСН-6. Учет	сущ.	

Перечень существующих панелей в помещении СОПТ

№ пан.	Наименование шкафа (панели)	Статус	Прим.
	СОПТ		
ШУОТ1	Шкаф управления оперативным током №1	сущ.	
ШУОТ2	Шкаф управления оперативным током №2	сущ.	
б/н	Стеллаж с АБ №1 (включая 1-9 аккумуляторные батареи)	сущ.	
б/н	Стеллаж с АБ №2 (включая 10-18 аккумуляторные батареи)	сущ.	

Перечень проектируемых шкафов и панелей в помещении ОПУ и СОПТ

№ пан.	Наименование шкафа (панели)	Статус	Прим.
	1 этап (РЗА)		
6Р	Шкаф "РЗА ВЛ 35 кВ" (защиты и автоматика двух ВЛ 35 кВ)	проект.	временное место

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Короткий			02.21
Проверил		Бучинский			02.21
Н.контр.		Тюкавкин			02.21

3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ

Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор

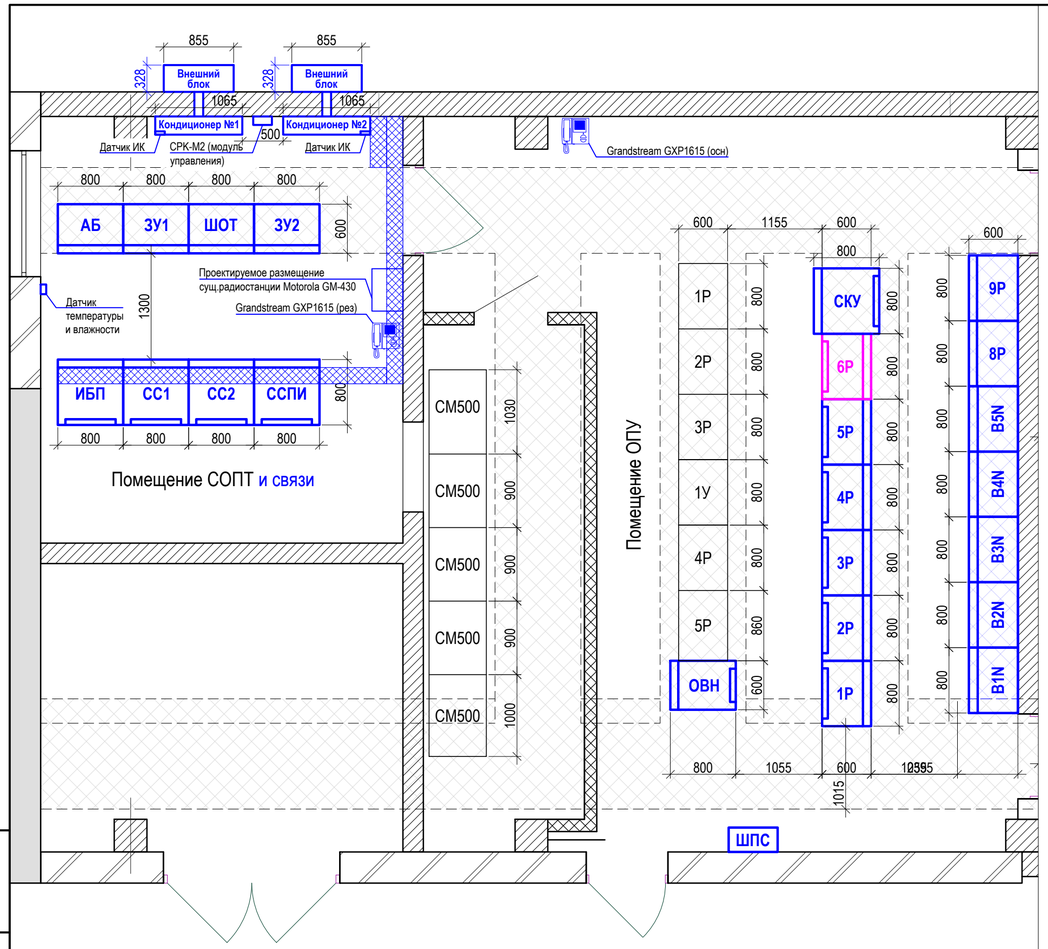
Раздел 5. Подраздел 2.
Релейная защита и автоматика

Стадия	Лист	Листов
П	4	

План размещения шкафов РЗА в ОПУ ПС 35 кВ Водозабор. 1 этап. М1:50

Проектный центр
ООО "Техно Базис"

Формат А3



Перечень существующих панелей в помещении ОПУ

№ пан.	Наименование шкафа (панели)	Статус	Прим.
	РЗА		
1Р	Центральная сигнализация, ТН-35, АВР	сущ.	
2Р	Защита трансформаторов Т1, Т2	сущ.	
3Р	Автоматика трансформаторов Т1, Т2	сущ.	
4Р	Автоматика трансформатора Т3, Резерв	сущ.	
5Р	Защита трансформатора Т3, ЗДЗ 10/6	сущ.	

Перечень демонтируемых панелей в помещении ОПУ на 2 этапе

№ пан.	Наименование шкафа (панели)	Статус	Прим.
	СОПТ		
ПЗУ	Подзарядное устройство	сущ.	демонтаж (ИОС.СОПТ)
БПНС	Панель питания стабилизированным напряжением	сущ.	демонтаж (ИОС.СОПТ)
ПВУ	Панель ПВУ	сущ.	демонтаж (ИОС.СОПТ)
ЩПТ 10/ 6	Щит постоянного тока для ЗРУ 6, 10 кВ	сущ.	демонтаж (ИОС.СОПТ)
	СН 0.4 кВ		
1	Панель щита собственных нужд 0.4 кВ	сущ.	демонтаж (ИОС.СН)
2	Панель щита собственных нужд 0.4 кВ	сущ.	демонтаж (ИОС.СН)
3	Панель щита собственных нужд 0.4 кВ	сущ.	демонтаж (ИОС.СН)
4	Панель щита собственных нужд 0.4 кВ	сущ.	демонтаж (ИОС.СН)
5	Панель щита собственных нужд 0.4 кВ	сущ.	демонтаж (ИОС.СН)
	АИИСКУЭ		
б/н	ТСН-10, ТСН-6. Учет	сущ.	демонтаж (ИОС.СН)

Перечень демонтируемых панелей в помещении СОПТ на 2 этапе

№ пан.	Наименование шкафа (панели)	Статус	Прим.
	СОПТ		
ШУОТ1	Шкаф управления оперативным током №1	сущ.	демонтаж (ИОС.СОПТ)
ШУОТ2	Шкаф управления оперативным током №2	сущ.	демонтаж (ИОС.СОПТ)
б/н	Стеллаж с АБ №1 (включая 1-9 аккумуляторные батареи)	сущ.	демонтаж (ИОС.СОПТ)
б/н	Стеллаж с АБ №2 (включая 10-18 аккумуляторные батареи)	сущ.	демонтаж (ИОС.СОПТ)

Перечень проектируемых шкафов и панелей в помещении ОПУ и СОПТ

№ пан.	Наименование шкафа (панели)	Статус	Прим.
	2 этап (РЗА)		
1Р	Шкаф "Центральная сигнализация, ОБР"	проект.	на место ЩСН
2Р	Шкаф "РЗА трансформатора Т-1"	проект.	на место ЩСН
3Р	Шкаф "РЗА СВ 35 кВ, ТН-35 кВ"	проект.	на место ЩСН
4Р	Шкаф "РЗА СВ 6 кВ, ТН-6 кВ"	проект.	на место ЩСН
5Р	Шкаф "РЗА трансформатора Т-2"	проект.	на место ПВУ
6Р	Шкаф "РЗА ВЛ 35 кВ"	проект.	на место БПНС, шкаф был ранее установлен на 1 этапе. На 2 этапе переносится на новое место
	2 этап (Видеонаблюдение)		
ОВН	Шкаф "Охранное видеонаблюдение"	проект.	на место ПЗУ
	2 этап (ССПИ)		
ССПИ	Шкаф "Система сбора и передачи информации"	проект.	на резервное место
ИБП	Шкаф "Источник бесперебойного питания"	проект.	на резервное место
	2 этап (АИИСКУЭ)		
СКУ	Шкаф "АИИСКУЭ"	проект.	на место панели ЩПТ 10/ 6
	2 этап (Связь)		
СС1	Шкаф связи №1	проект.	на резервное место
СС2	Шкаф связи №2	проект.	на резервное место
	2 этап (СОПТ)		
8Р	Шкаф "ШРОТ1"	проект.	на резервное место
9Р	Шкаф "ШРОТ2"	проект.	на резервное место
АБ	Шкаф аккумуляторной батареи	проект.	на место ЗВУ
ЗУ1	Шкаф подзарядного устройства №1	проект.	на место ЗВУ
ШОТ	Шкаф оперативного тока	проект.	на место ЗВУ
ЗУ2	Шкаф подзарядного устройства №2	проект.	на место ЗВУ
	2 этап (СН 0.4 кВ)		
B1N	Панель СН 0,4 кВ. Распределение 1 с.ш. 0,4 кВ	проект.	на резервное место
B2N	Панель СН 0,4 кВ. Ввод 1 с.ш. 0,4 кВ	проект.	на резервное место
B3N	Панель СН 0,4 кВ. Секционный выключатель 0,4 кВ	проект.	на резервное место
B4N	Панель СН 0,4 кВ. Ввод 2 с.ш. 0,4 кВ	проект.	на резервное место
B5N	Панель СН 0,4 кВ. Распределение 2 с.ш. 0,4 кВ	проект.	на резервное место

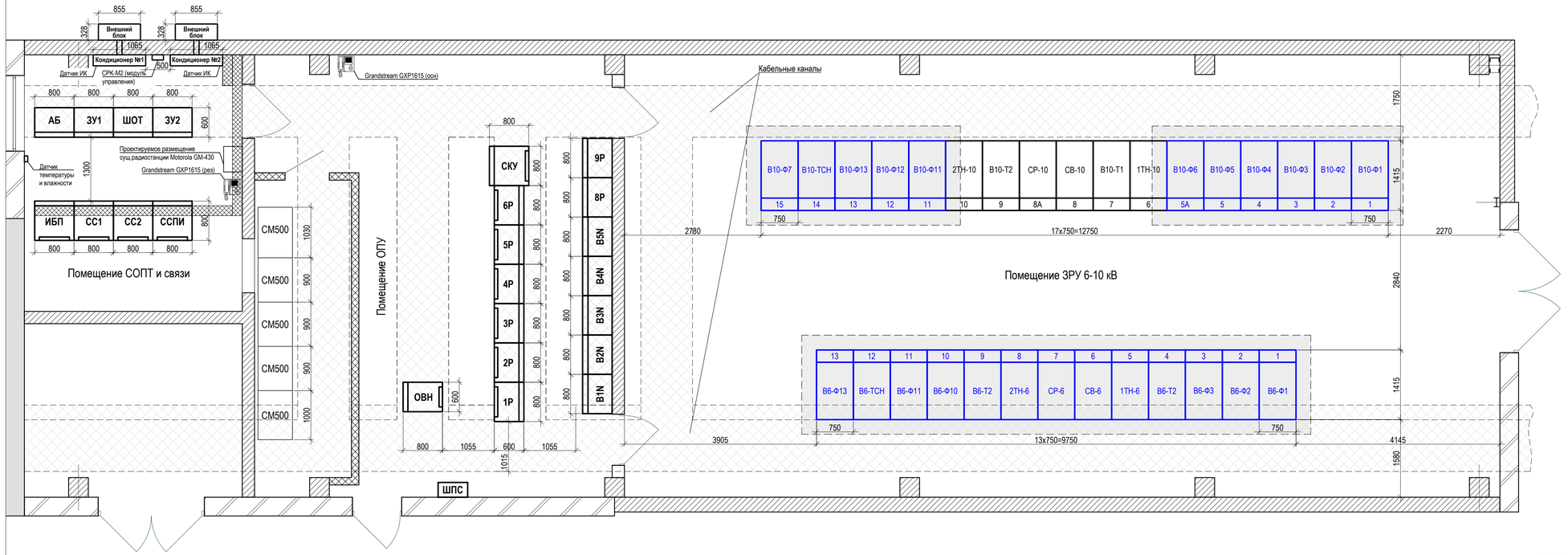
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ
1	-	1	04-1		04.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Короткий			02.21	Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика
						Стадия: П; Лист: 5; Листов:
Проверил		Бучинский			02.21	План размещения шкафов РЗА в ОПУ ПС 35 кВ Водозабор. 2 этап. М1:50
Н.контр.		Тюкавкин			02.21	Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А4Х3



Перечень шкафов и панелей в помещении ОПУ и СОПТ

№ пан.	Наименование шкафа (панели)	Статус	Прим.
	РЗА		
1Р	Шкаф "Центральная сигнализация, ОБР"	проект.	установлен на 2 этапе
2Р	Шкаф "РЗА трансформатора Т-1"	проект.	установлен на 2 этапе
3Р	Шкаф "РЗА СВ 35 кВ, ТН-35 кВ"	проект.	установлен на 2 этапе
4Р	Шкаф "РЗА СВ 6 кВ, ТН-6 кВ"	проект.	установлен на 2 этапе
5Р	Шкаф "РЗА трансформатора Т-2"	проект.	установлен на 2 этапе
6Р	Шкаф "РЗА ВЛ 35 кВ"	проект.	установлен на 2 этапе
	Видеонаблюдение		
ОВН	Шкаф "Охранное видеонаблюдение"	проект.	установлен на 2 этапе
	ССПИ		
ССПИ	Шкаф "Система сбора и передачи информации"	проект.	установлен на 2 этапе
ИБП	Шкаф "Источник бесперебойного питания Штиль"	проект.	установлен на 2 этапе
	АИИСКУЭ		
СКУ	Шкаф "АИИСКУЭ"	проект.	установлен на 2 этапе
	Связь		
СС1	Шкаф связи №1	проект.	на резервное место
СС2	Шкаф связи №2	проект.	на резервное место
	СОПТ		
8Р	Шкаф "ШРОТ1"	проект.	установлен на 2 этапе
9Р	Шкаф "ШРОТ2"	проект.	установлен на 2 этапе
АБ	Шкаф аккумуляторной батареи	проект.	установлен на 2 этапе
ЗУ1	Шкаф подзарядного устройства №1	проект.	установлен на 2 этапе
ШОТ	Шкаф оперативного тока	проект.	установлен на 2 этапе
ЗУ2	Шкаф подзарядного устройства №2	проект.	установлен на 2 этапе
	СН 0.4 кВ		
В1N	Панель СН 0,4 кВ. Распределение 1 с.ш. 0,4 кВ	проект.	установлен на 2 этапе
В2N	Панель СН 0,4 кВ. Ввод 1 с.ш. 0,4 кВ	проект.	установлен на 2 этапе
В3N	Панель СН 0,4 кВ. Секционный выключатель 0,4 кВ	проект.	установлен на 2 этапе
В4N	Панель СН 0,4 кВ. Ввод 2 с.ш. 0,4 кВ	проект.	установлен на 2 этапе
В5N	Панель СН 0,4 кВ. Распределение 2 с.ш. 0,4 кВ	проект.	установлен на 2 этапе

Перечень демонтируемых панелей в помещении ОПУ на 3 этапе

№ пан.	Наименование шкафа (панели)	Статус	Прим.
	РЗА		
1Р	Центральная сигнализация, ТН-35, АВР	сущ.	демонтаж (ИОС.РЗА), 3 эт.
2Р	Защита трансформаторов Т1, Т2	сущ.	демонтаж (ИОС.РЗА), 3 эт.
3Р	Автоматика трансформаторов Т1, Т2	сущ.	демонтаж (ИОС.РЗА), 3 эт.
1У	Панель управления	сущ.	демонтаж (ИОС.РЗА), 3 эт.
4Р	Автоматика трансформатора Т3, Резерв	сущ.	демонтаж (ИОС.РЗА), 3 эт.
5Р	Защита трансформатора Т3, ЗДЗ 10/6	сущ.	демонтаж (ИОС.РЗА), 3 эт.

						3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ
1	-	1	04-1		04.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Короткий			02.21	Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика
Проверил		Бучинский			02.21	План размещения шкафов РЗА в ОПУ ПС 35 кВ Водозабор. 3 этап. М1:50
Н.контр.		Тюкавкин			02.21	

Стадия	Лист	Листов
П	6	

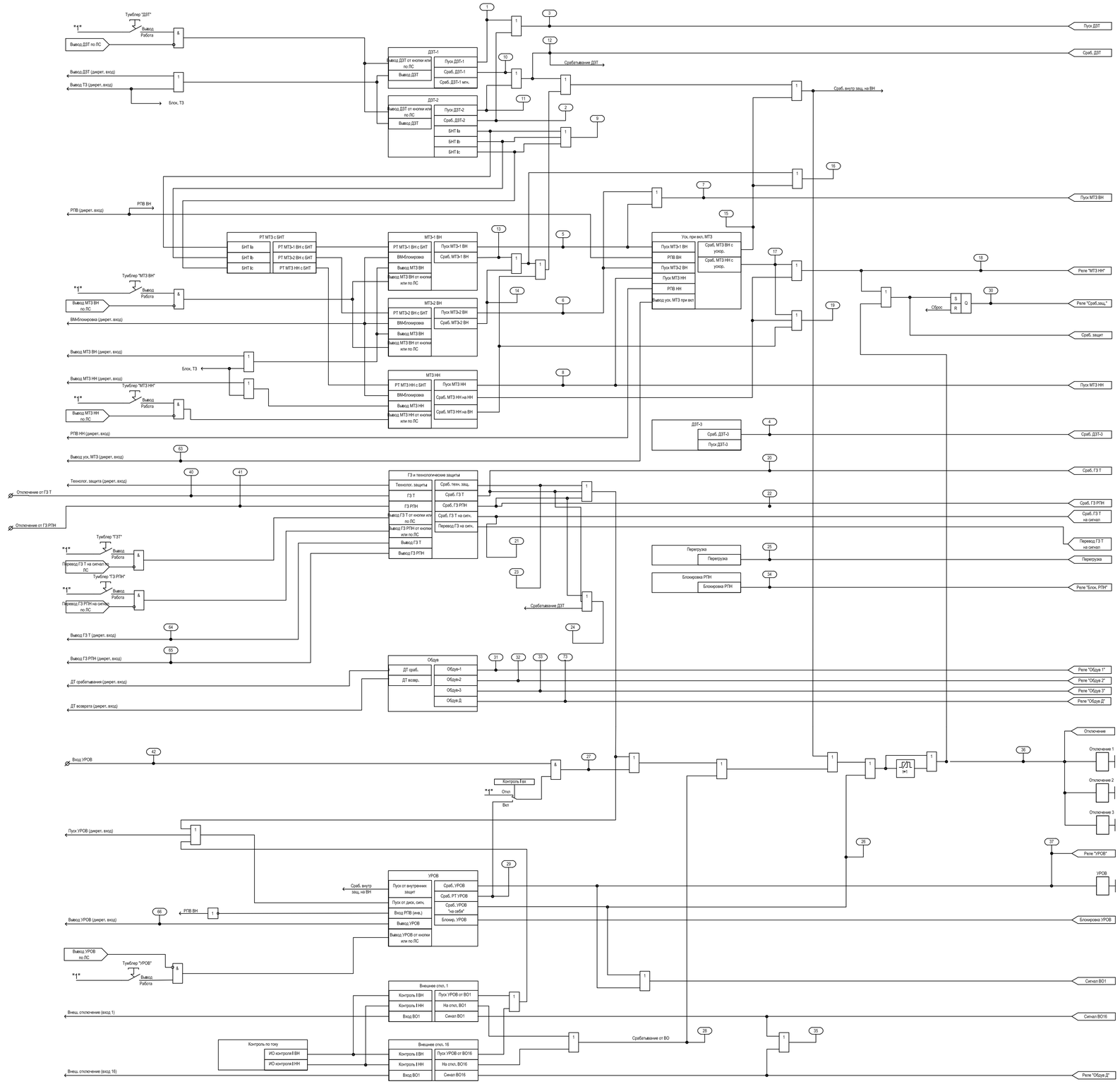
Проектный центр ООО "Техно Базис"

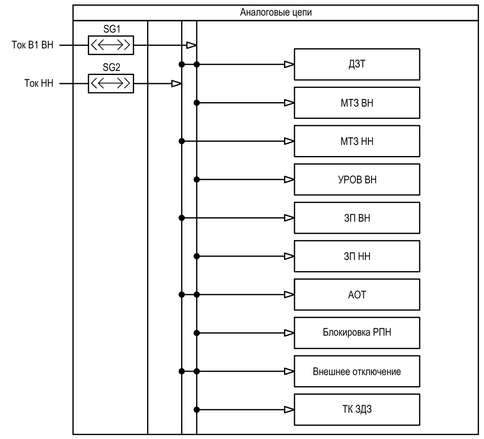
Взам. инв. №

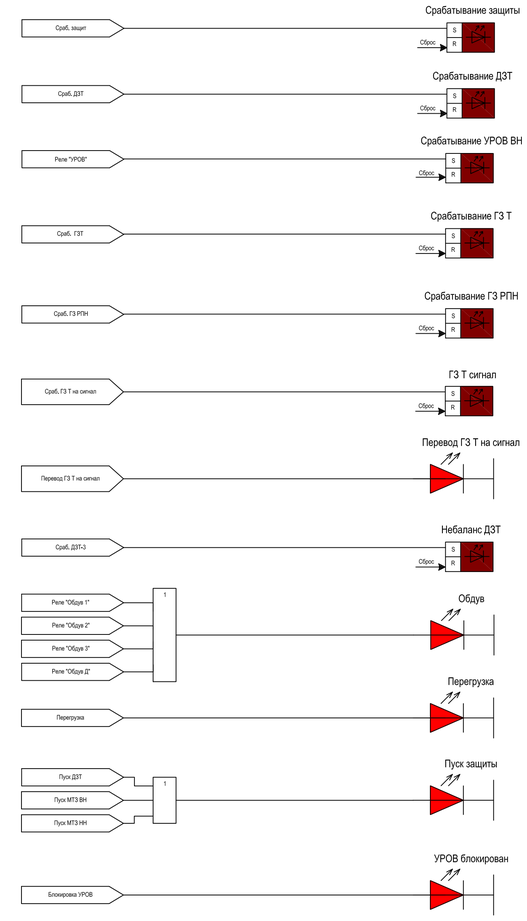
Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А4Х4



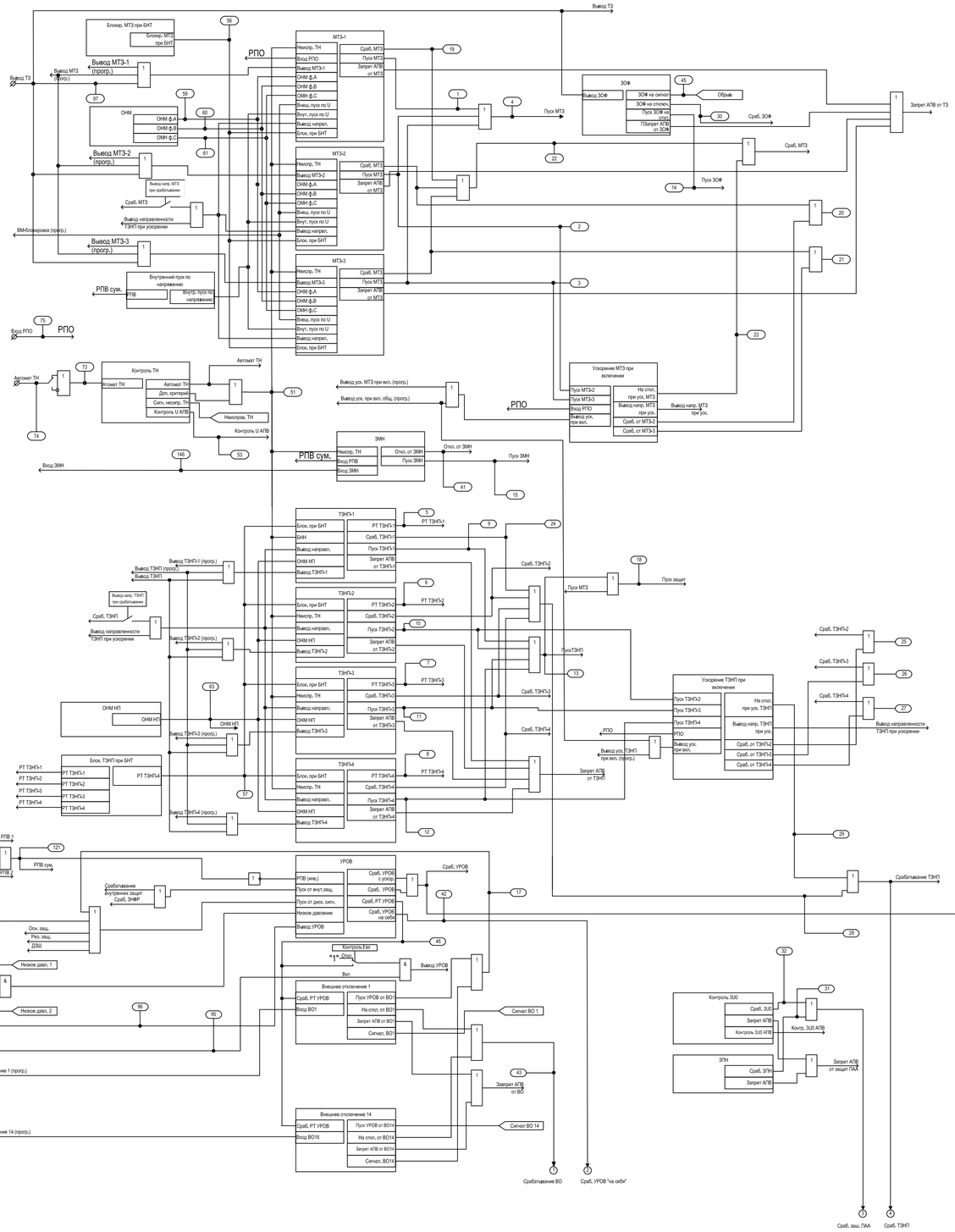




						3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ	
						Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор	
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Короткий			03.21	Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика. Графическая часть	Стадия: П; Лист: 7; Листов: -
Проверил		Бучинский			03.21	Структурно-функциональная схема терминала Основной защиты трансформатора	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			03.21		

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

Формат А1



Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Короткий			03.21
Проверил		Бучинский			03.21
Н.контр.		Тюкавкин			03.21

3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ

Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор

Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	8	-

Структурно-функциональная схема терминала Резервной защиты трансформатора и АУВ ВН

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

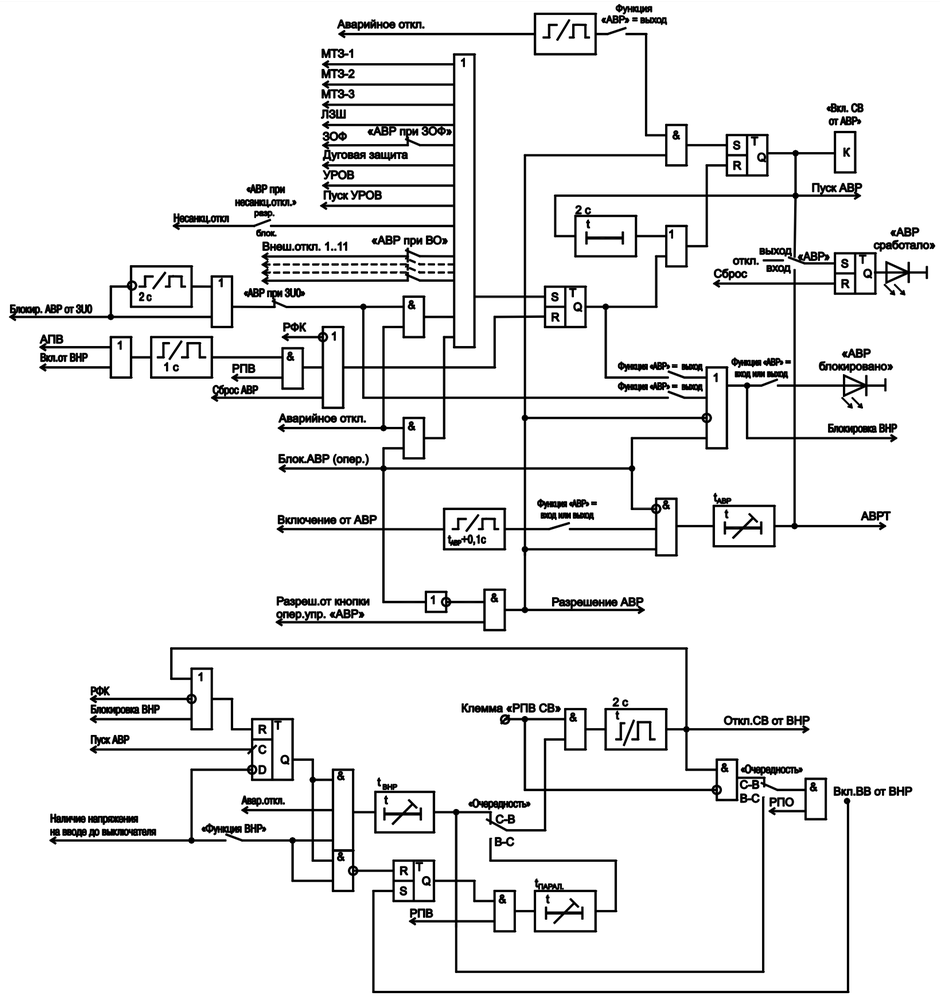
Формат А1

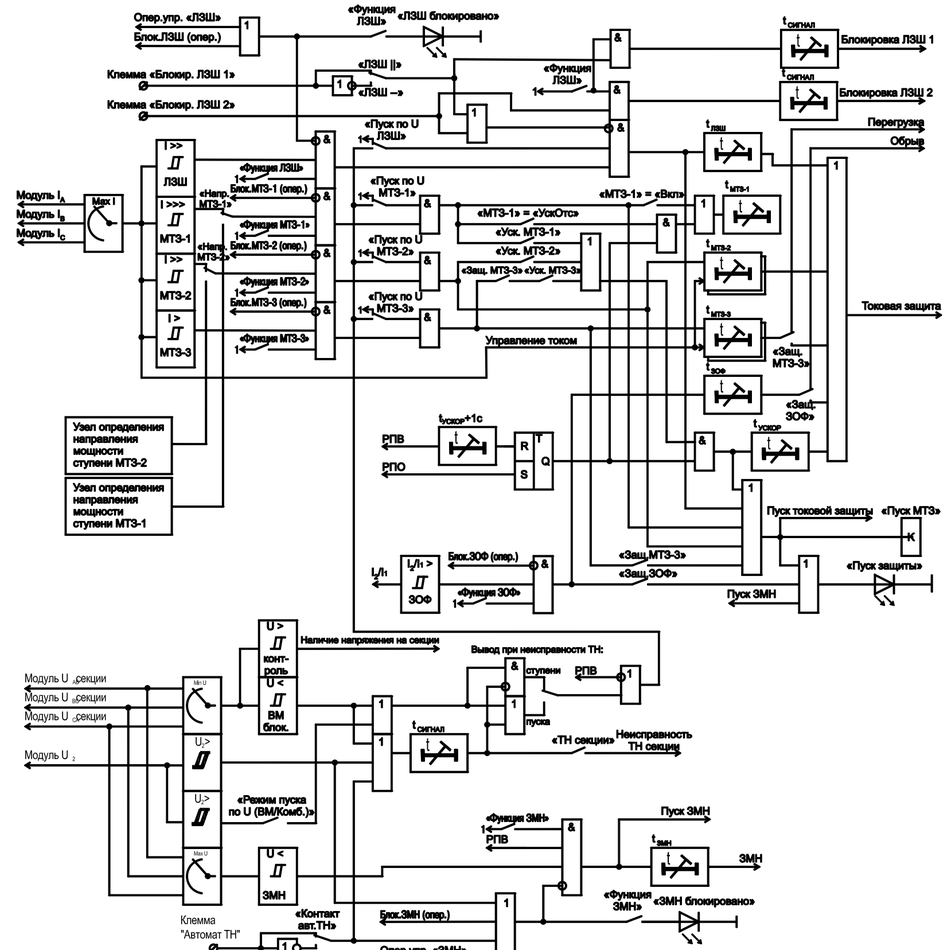
Уставка «U поддерж. 1»
Уставка «U поддерж. 2»
Уставка «U поддерж. 3»
Уставка «U поддерж. 4»
Аналог. MX
Out
Uподд.
Клемма Uподд.1
Клемма Uподд.2
20 мс
Uподдерж.:
«1»
«2»
«3»
«4»
Уставка «ΔU»
Uподд. с компенсацией
Uкомп.
Уставка «Iсекц.»
Iввода регулир. секции
Iсекции регулир. секции
Перевод в первич.
Uк = Iвв ± Iсек / Iвв ном Uкомп.
Ограничитель
Uк
Уставка «U комп.»
Уставка «U комп. мах»
При уставке U комп.мах = 0 принимается, что U комп = 0 всегда
Секция 1
Секция 2
Iввода
3U0
U2
U
Перегрузка
3U0>
U2>
Низкое U
Перенапряжение
Регулируемая секция
Контролируемая секция
Уставка «Универс. вход 1»
Уставка «Универс. вход 2»
Клемма «Унив. вход 1»
Клемма «Унив. вход 2»
Блокировка 3
Переключение 2
Сигнализация 1
Блокировка 4
Переключение 3
Сигнализация 2
«Секция 2»
«Секция 1»
«0» - секция 1 - регулируемая, «1» - секция 2
Кнопка «Выбор секции»
40 мс
Мем
Клемма «Секция 1»
Клемма «Секция 2»
«U>нормы»
«U<нормы»
Запрет убавить
Запрет прибавить
Клемма «Убавить»
Клемма «Прибавить»
Авт. режим
Уставка «Направление счета»
«Ручное управление»
Уставка «Прямо/Обратно»
Уставка «№ текущ»
№ текущее
От логометра
«Уставка№ текущ: Измерен./Расчетн.
На индикацию №
№ тек. ступени
Ресурс
Уставка «Текущий ресурс»
Клемма «Переключение»
Переключение 2
Переключение 3
Т зад.ручн.
«Переключение»
Клемма «Сброс»
Кнопка «Сброс»
Уставка «Однофазный/ Трехфазный привод»
Перенапряжение
Авт. режим
Уставка «Режим»
Уставка «Прямо/Обратно»
Уставка «№ текущ»
Успешное тестирование
«Отказ»
«Отказ ПМ»
«Убавить»
«Прибавить»
«Привод не пошел»
Т откл.
«Питание ПМ»
«Привод побежал»
«Привод застрял»
Сигнализация 1
Сигнализация 2
мем Сигнализация
«Сигнализация»
Уставка 1, 2, 3, 5, 10, 20с, непрерывно
Перегрузка
Низкое U
Перенапряжение
10 с
«Перегрузка»
Реле«Перегрузка»
«По второй секции»
«Низкое U»
«Перенапряжение»
«U2>»
«3U0>»
«Контроль 2-х секций»
Уставка «Блокировка разрешена»
Клемма «Контроль двух секций»
Блокировка
Сигнализация на ЖК индикаторе
Запрет«Прибавить»
Запрет«Убавить»
Уставка№ мах»
№ текущ..ступени
Уставка№ min»
Клемма «Запрет прибавить»
Клемма «Запрет убавить»
Клемма «Автоматический режим»
«Крайнее верхнее положение»
«Крайнее нижнее положение»
Автоматич..управление
Клемма «Внешняя блокировка 1»
Клемма «Внешняя блокировка 2»
Блокировка 3
Блокировка 4
По внешнему входу

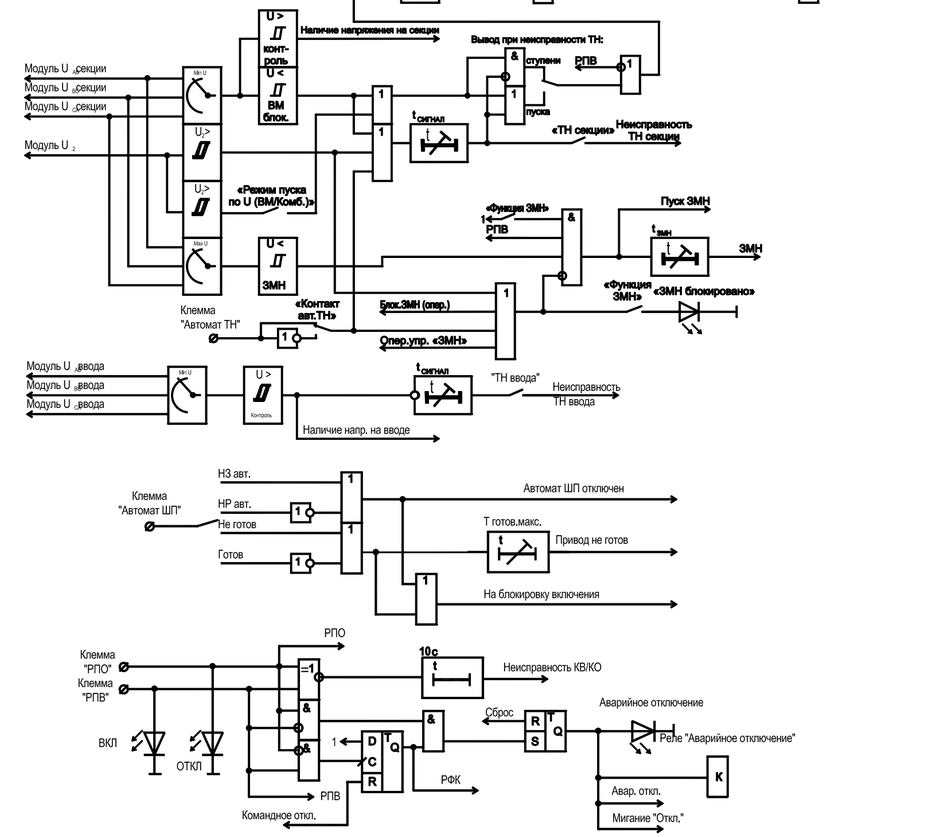
						3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ	
						Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Короткий			03.21	Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика. Графическая часть	Стадия: П; Лист: 9; Листов: -
Проверил		Бучинский			03.21	Структурно-функциональная схема АРПН	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			03.21		

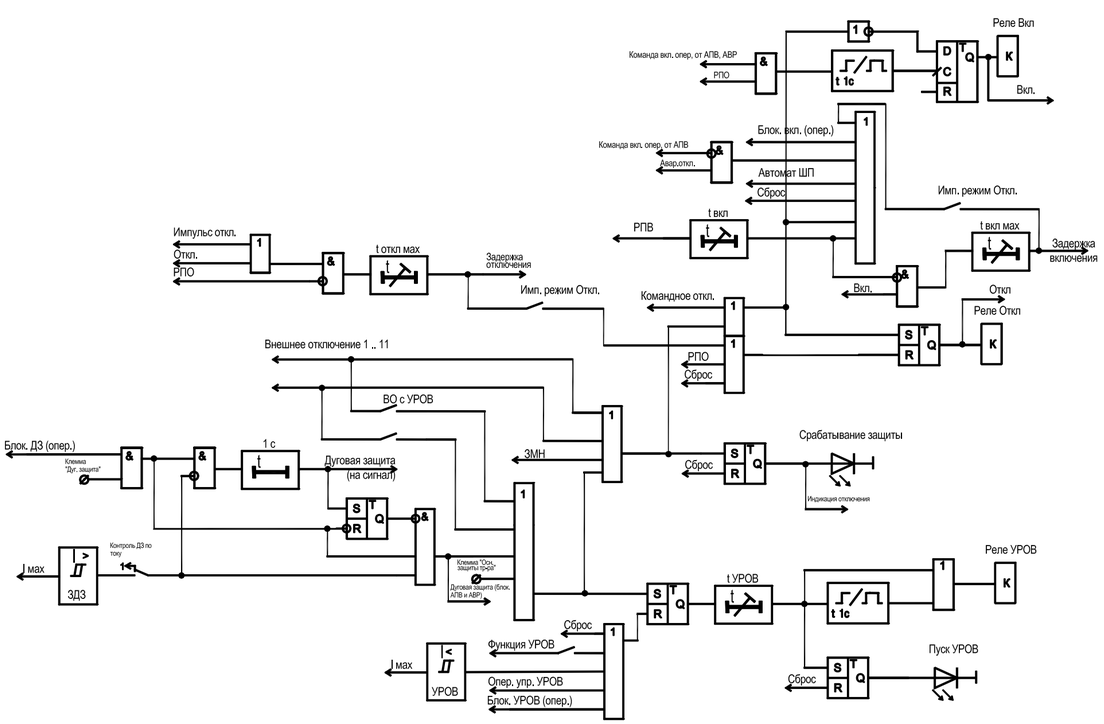
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Формат А2









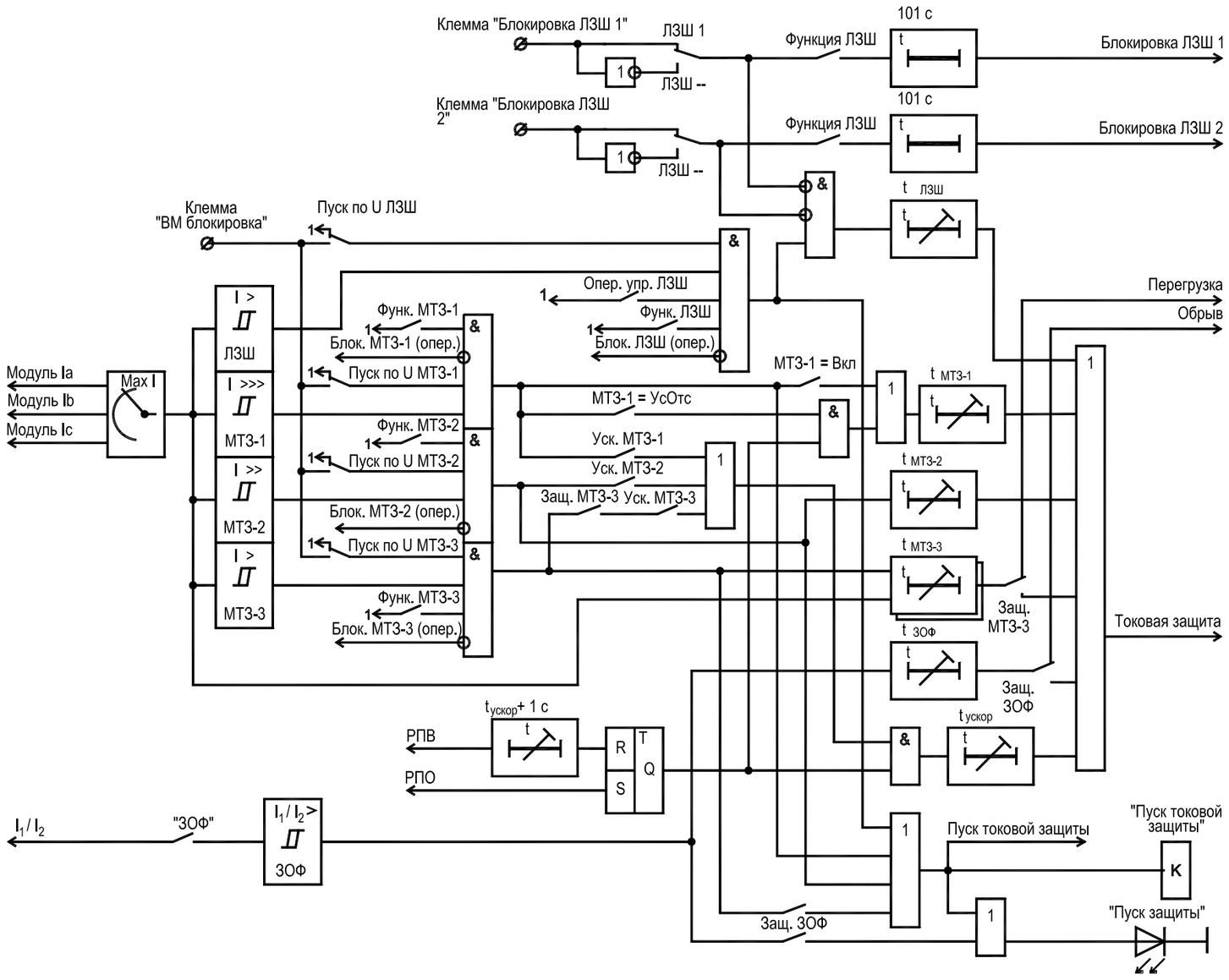
						3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ		
						Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика. Графическая часть	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Короткий			03.21		П	10	-
Проверил		Бучинский			03.21	Структурно-функциональная схема ввода 10, 6 кВ	Проектный центр ООО "Техно Базис"		
Н.контр.		Тюкавкин			03.21				

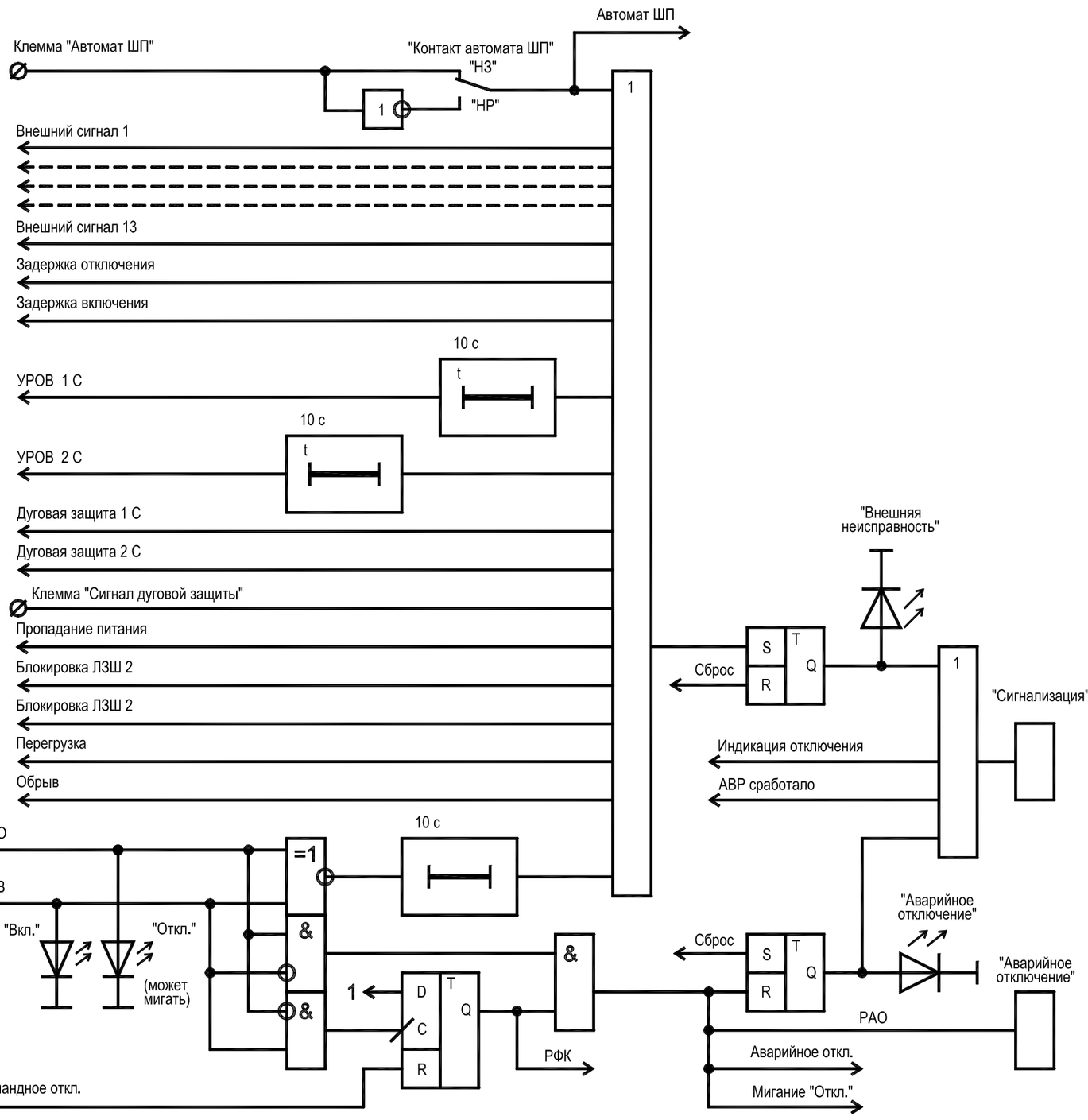
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А2





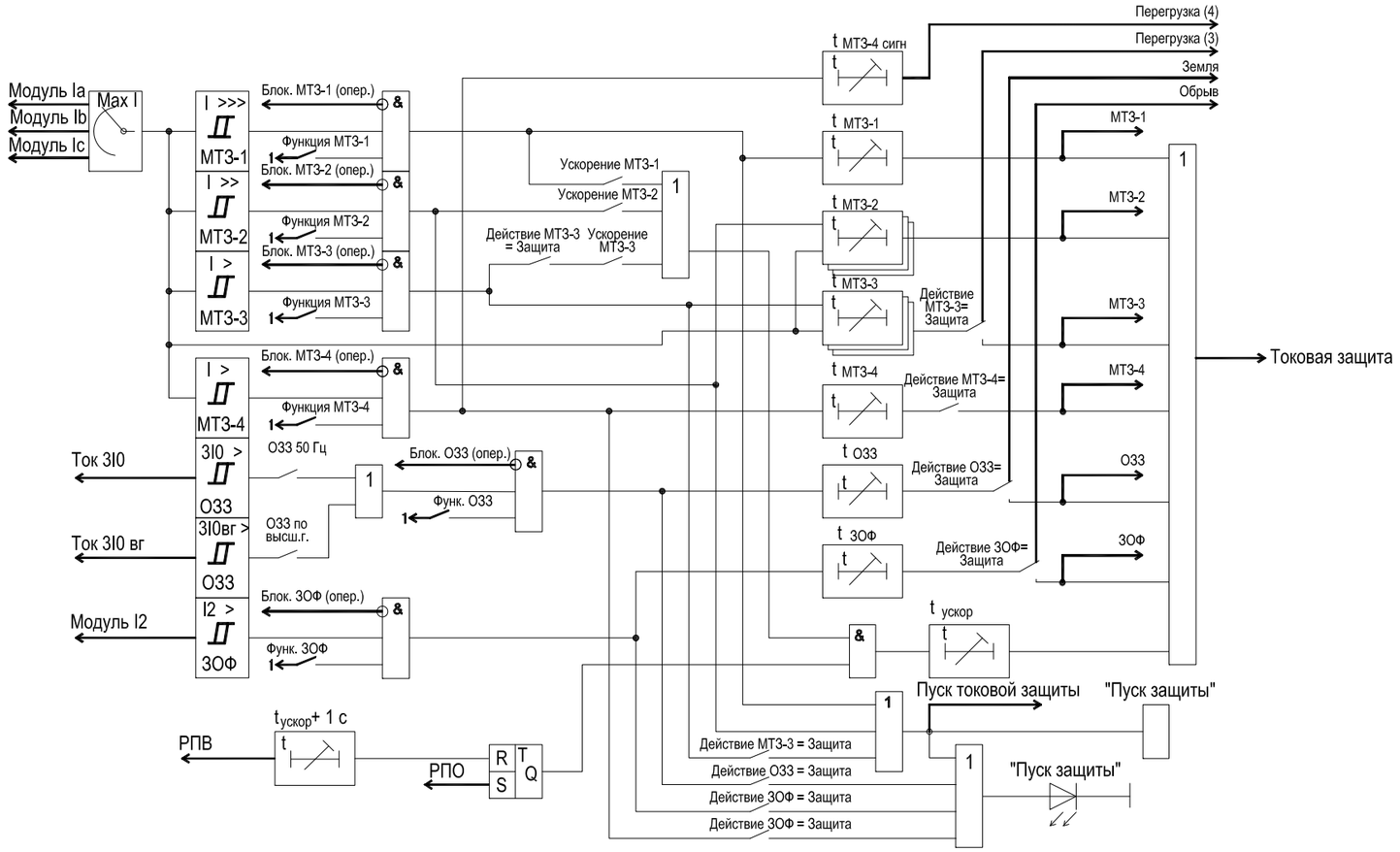
						3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ	
						Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор	
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Короткий			03.21	Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика. Графическая часть	Стадия: П; Лист: 11; Листов: -
Проверил		Бучинский			03.21	Структурно-функциональная схема терминала Защит и автоматики СВ	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			03.21		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А2



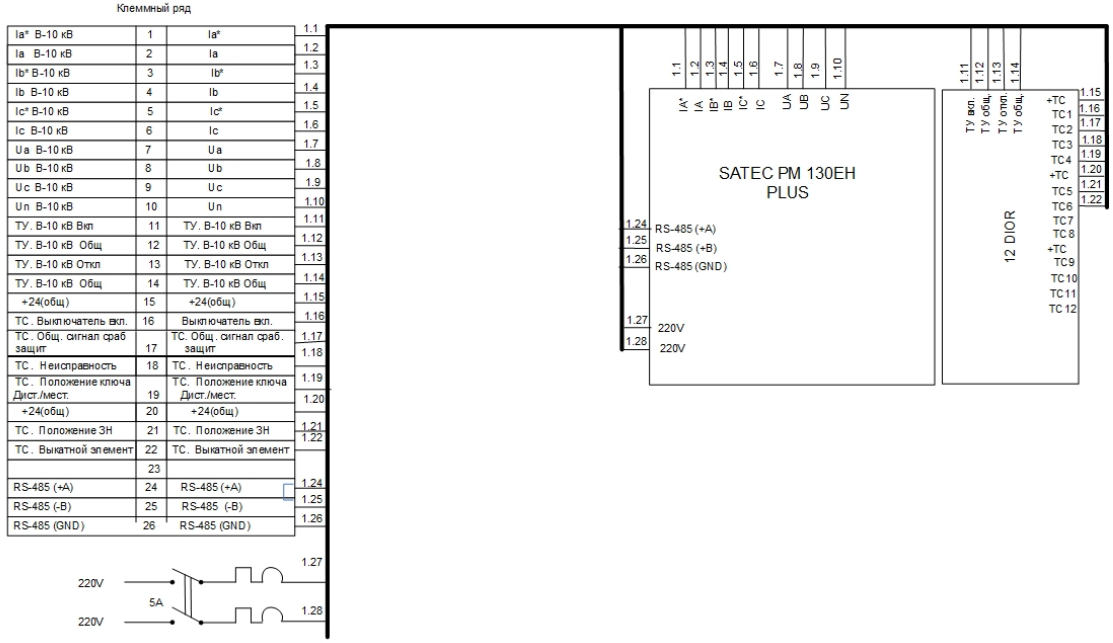
						3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ	
						Строительство ПС 110 кВ Судоверфь и двухцепной ВЛ 110 кВ	
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Короткий			03.21	Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика. Графическая часть	Стадия: П; Лист: 12; Листов: -
Проверил		Бучинский			03.21	Структурно-функциональная схема терминала Защит и автоматики присоединений 10 кВ, 6 кВ	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			03.21		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3



ВЕДОМОСТЬ ОБЪЕМОВ РАБОТ

По установке дополнительного оборудования в шкаф защиты и автоматики линий 35кВ ШЭРА-1-МЛ35-2001.

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Кол-во	Прим.
Раздел 1. Монтаж МИП, кабелей вторичной коммутации.				
1.	Отдельно устанавливаемый: преобразователь или блок питания (МИП)	шт.	2	
2.	Конфигурация и настройка сетевых компонентов (мост, маршрутизатор, модем и т.п.) (МИП)	шт.	2	
3.	Кабель до 35 кВ по установленным конструкциям и лоткам, масса 1 м до 1 кг	м	156	
4.	Заделка концевая сухая для кабеля сечением одной жилы: до 2,5 мм2, количество жил до 1	шт.	112	
5.	Подключение зажимов контрольного кабеля, сечением до 2,5 мм2	шт.	56	
6.	Установка автоматического выключателя, двухполюсного.	шт.	2	
7.	Установка разветвителя интерфейсов	шт.	2	
8.	Монтаж клемного ряда	шт.	2	
Раздел 2. Материалы, приобретаемые подрядчиком самостоятельно				
9.	Измерительный преобразователь цифровой Satec PM 130EH-PLUS-50-5-H-ACDC-1-12DIOR-DRC	шт.	2	
10.	Разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	шт.	2	
11.	Клеммы токовые (*Ia-Ia ,*Ib-Ib ,*Ic-Ic), WGO31 400V/41A/6mm2, Арт. 375692,серая, 35x15	шт.	12	
12.	Торцевой изолятор для токовых клемм, NPP WGO3-4, Арт. 450 229,серый	шт.	12	
13.	Перемычка для токовых клемм, на 2 клеммы, TKO6/2, Арт. 476 282	шт.	6	
14.	Клеммы ТУ (вкл., откл., общий), цепи U, Uпит, ASK3A 500V/16A, Арт. 353 109,серая с размыкателем,35x15	шт.	18	
15.	Клемма проходная (цепи U, ТИ, Uпит, ТС),AVK4, Арт. 304 130,серая, 750V/24A/4mm2, 35x15	шт.	24	
16.	Перемычка для клемм AVK4 Арт. 474 139	шт.	24	
17.	Торцевой изолятор для клемм AVK4,NPP 2.5-10, Арт. 444 120	шт.	24	
18.	Торцевой изолятор для клемм ASK3A, NPP ASK3 450059Арт	шт.	18	
19.	Концевые стопоры KD3,495049Арт.,серый	шт.	4	
20.	Клемма заземления AVK 2,5 /4T Артикул 334120	шт.	2	
21.	Выключатель автоматический 2А, 2 полюсный	шт.	2	
22.	DIN-рейка NS 35/15PERF 2000MM Артикул 1201730	шт.	1	
23.	Кабельная стяжка PKB 200x2,5 Артикул 1005486 100 шт.	Упаковка	1	
24.	Провод ПВ-3 сечение 1,5 (цепи U, ТИ, Uпит, ТС, ТУ)	м	114	
25.	Провод ПВ-3 сечение 2,5 (*Ia-Ia ,*Ib-Ib ,*Ic-Ic)	м	36	
26.	Кабель КИПВЭП 2x2x0,6 (RS-485)	м	6	
27.	Гильзовые наконечники IKY 1.5/8 Артикул 570040	Упаковка	88	
28.	Гильзовые наконечники IKY 2.5/8 Артикул 570050	Упаковка	24	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Короткий			03.21
Проверил		Бучинский			03.21
Н.контр.		Тюкавкин			03.21

3041-167-ИОС.РЗА.ГЧ

Строительство ПС 110 кВ Судоверфь и двухцепной ВЛ 110 кВ

Раздел 5. Подраздел 2. Релейная защита и автоматика. Графическая часть

Стадия	Лист	Листов
П	13	-

Структурно-функциональная схема по установке дополнительного оборудования в шкаф защиты и автоматики линий 35 кВ ШЭРА-1-МЛ35-2001 и ведомость объемов работ.

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А3