Проектный центр
ООО «Техно Базис»
(3952) 40-65-03
(3952) 40-65-04

Техно Базис®
Строительно-инжиниринговая компания

ДОПУСК К СТРОИТЕЛЬСТВУ: НП «ОсноваСтрой» СРО-С-255-19102012 (св-во №0513-01/С-255 от 03.07.2013 г.)
ДОПУСК К ПРОЕКТИРОВАНИЮ: НП «СтройПроект» СРО-П-170-16032012 (св-во №1724 от 30.01.2014 г.)
ДОПУСК К ИЗЫСКАНИЯМ: НП «СтройИзыскания» СРО-И-033-16032012 (св-во №1076 от 11.03.2015 г.)

Филиал АО «ДРСК»
«Амурские электрические сети»

Реконструкция ПС 35 кВ "10/70"

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Подраздел 2. Система релейной защиты и автоматики

3041-057-ИОС.РЗА

Том 4.2

Изм.	№ док.	Подп.	дата
2	06-2		06.17

Директор **В. А. Бучинский**

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

2017

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

Лист согласований 3041-057-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
3041-057-ИОС.РЗА.С	Содержание	1,2
3041-057-СД	Состав документации	1, 2
	Текстовая часть	
3041-057-**ИОС.РЗА.ТЧ**	**Релейная защита и автоматика**	1 - 26
	1. Общие положения	1,2
	2. Реконструкция системы релейной защиты и автоматики	3 - 5
	2.1. Реконструкция существующих защит подстанции	3
	2.2. Решения по оперативной блокировке	4
	2.3 Перечень демонтажных и монтажных работ оборудования РЗА	5
	3. Выбор сечений кабелей токовых цепей до устройств релейной защиты и	
	автоматики и расчетная проверка трансформаторов тока	6-9
	3.1. Расчет трансформаторов тока питающих линий 35 кВ (№31, №34)	
	выключателей силовых трансформаторов	7
	3.2. Расчет трансформаторов тока отходящих линий 35 кВ №32, №33, №38	8
	4. Расчет вторичных цепей применяемых измерительных трансформаторов	
	напряжения	11-15
	4.1. Выбор параметров трансформаторов напряжения	11
	4.2. Выбор сечения жил кабелей во вторичных цепях трансформаторов	
	напряжения	12
	4.3 выбор автоматов во вторичных цепях трансформатора напряжения	14
	5. Расчет уставок защит	16 - 25
	5.1. Пересчет уставок существующих защит присоединений 6 кВ	18
	5.2 Расчет МТЗ СВ-6 кВ	19
	5.3 Расчет МТЗ-6 кВ Т1(Т2)	20
	5.4 Расчет МТЗ-35 кВ Т1(Т2)	21
	5.5 Расчет дифференциальной защиты трансформатора	21

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Бучинский			02.17
Проверил		Бучинский			02.17
Н.контр.		Тюкавкин			02.17

3041-057-ИОС.РЗА.С

Содержание

Стадия	Лист	Листов
-	-	2

Проектный центр
ООО «Техно Базис»

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
	5.6 Расчет уставок защит линий 35 кВ	25
	Лист регистрации изменений	26
Графическая часть		
3041-057-**ИОС.РЗА.ГЧ**	**Релейная защита и автоматика**	-
ЛИСТ 1	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС	-
ЛИСТ 2	Схема распределения оперативного тока 220 В	ИЗМ.2(2.4) 5

СОСТАВ ДОКУМЕНТАЦИИ

№ то-ма	Шифр	Наименование	Примечание
ВНЕСТАДИЙНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ			
1	3041-057-ОТР	Основные технические решения	
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ			
2	3041-057-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
3	3041-057-КР	Раздел 4. Конструктивные и объемно-планировочные решения	
4	3041-057-ИОС	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решения	7 отдельных книг по подразделам
4.1	3041-057-ИОС.ЭП	Подраздел 1. Электрооборудование первичное	
4.2	3041-057-ИОС.РЗА	Подраздел 2. Система релейной защиты и автоматики	
4.3	3041-057-ИОС.ТМ	Подраздел 3. Система телемеханики	
4.4	3041-057-ИОС.СС	Подраздел 4. Сети связи	
4.5	3041-057-ИОС.ОПС	Подраздел 5. Охранно-пожарная сигнализация	
4.6	3041-057-ИОС.ОВН	Подраздел 6. Видеонаблюдение	
4.7	3041-057-ИОС.СКУ	Подраздел 7. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии	
5	3041-057-ПОС	Раздел 6. Проект организации строительства	
6	3041-057-ПОД	Раздел 7. Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства	
7	3041-057-ООС	Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды	
8	3041-057-ПБ	Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
9	3041-057-СМ	Раздел 11. Сметная документация	
10	3041-057-ИИ1	Раздел 12. Иная документация. Отчет по инженерно-геодезическим изысканиям	
11	3041-057-ИИ2	Раздел 12. Иная документация. Отчет по инженерно-геологическим изысканиям	
12	3041-057-ИИ3	Раздел 12. Иная документация. Отчет по инженерно-экологическим изысканиям	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Бучинский			02.17
Проверил		Бучинский			02.17
Н.контр.		Тюкавкин			02.17

3041-057-СД

Состав документации

Стадия	Лист	Листов
-	-	1

Проектный центр
ООО «Техно Базис»

№ то-ма	Шифр	Наименование	Примечание
РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ			
13	3041-057-АС	Архитектурно-строительные решения. Комплект рабочих чертежей	
14	3041-057-ЭР	Электротехнические решения. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал силовых кабелей	
15	3041-057-РЗ	Релейная защита и автоматика. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал контрольных кабелей РЗА	
16	3041-057-ТМ	Система телемеханики. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал кабелей системы ТМ	
17	3041-057-СКУ	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал кабелей АИИСКУЭ	
18	3041-057-ОПС	Охранно-пожарная сигнализация. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал кабелей системы ОПС	
19	3041-057-ОВН	Видеонаблюдение. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал кабелей системы видеонаблюдения	
20	3041-057-СС	Сети связи. Комплект рабочих чертежей. Спецификация оборудования, изделий и материалов. Журнал кабелей системы связи	
ПРИЛАГАЕМАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ			
-		Состав сборников опросных листов определяется после разработки проектной документации	

1. **ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Данный раздел отражает технические решения в части релейной защиты и автоматики приняты на основании «Технического задания на разработку проектной и рабочей документации по объекту «Реконструкции ПС 35 кВ «10/70»» для нужд АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».

Все выбранные комплекты защит и автоматики отвечают требованиям ПУЭ (7 издание) и нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ СТО 56947007-29.240.10.028-2009.

Устройства релейной защиты и автоматики отвечают предъявляемым к ним требованиям по надежности, быстродействию, селективности и чувствительности. Отключение любого поврежденного элемента сети осуществляется с минимально возможным временем в целях сохранения устойчивости бесперебойной работы неповрежденной части системы, а также ограничения области и степени повреждения.

Для реализации проекта в части РЗА, на подстанции применяются следующие виды кабелей (по назначению):

1. контрольные кабели;
2. кабели связи.

Электрические связи релейной защиты и автоматики выполнены экранированными не распространяющими горение кабелями с низким дымовыделением с медными жилами КВВГЭнг(А)-LS, согласно ГОСТ 31947-2012.

Экраны контрольных кабелей заземляются с обоих концов. Этот способ является наилучшим для снижения синфазных помех.

Для заземления экранов применяется металлические хомуты производства DKC (рис.1). Хомут заземления – это металлическая стяжка, закрепленная посредством обхвата экрана кабеля и соединенная с проводником заземления.



Рис.1 Кабельный хомут из нержавеющей стали

Механическое крепление и заземление экранов внешних кабелей в шкафах РЗА показано на рис. 2.

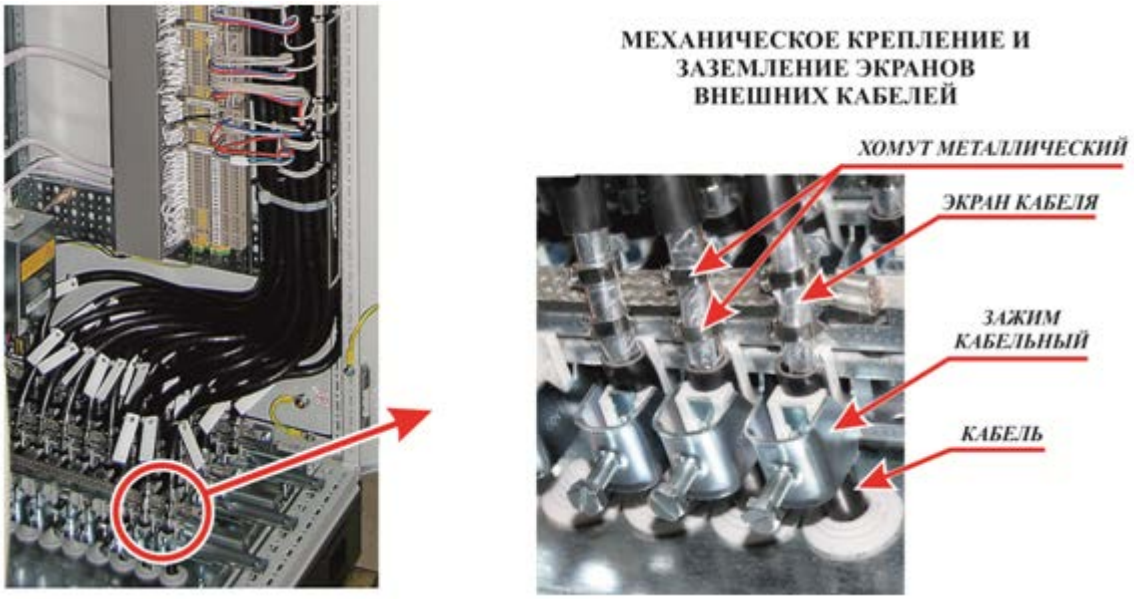


Рис.2 Заземление экрана кабеля типа КВВГЭнг(А)-LS в шкафах РЗА

2. РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

2.1 Реконструкция существующих защит подстанции .

На момент обследования подстанции выявлено, что ПС 35 кВ 10/70 оснащена современными микропроцессорными защитами и автоматикой по стороне 35 кВ:

- Шкафы основных и резервных защиты трансформаторов Т1, Т2, типа ШЭРА -1-Т-2001 (производства ЗАО «НПФ Радиус»). Шкафы защит трансформатора одностороннего обслуживания, на фасаде шкафов нанесена мнемосхема с ключами управления, цифровыми измерительными приборами, лампами состояния силовых выключателей ВН и НН.
- Шкаф защит линий 35 кВ состоящий из четырёх комплектов (для четырёх линий: №31, №32, №34, №38) на базе МП терминалов, производства ЗАО «НПФ Радиус». Шкаф двустороннего обслуживания, с мнемосхемой на фасаде шкафа с ключами управления, цифровыми измерительными приборами, лампами состояния линейных выключателей.
- Шкаф СВ-35 кВ и шинных ТН-35 кВ 1,2 с.ш. на базе МП терминалов, производства ЗАО «НПФ Радиус». Шкаф двустороннего обслуживания, с мнемосхемой на фасаде шкафа с ключами управления СВ-35 кВ, цифровыми измерительными приборами.
- Помимо шкафов защит в помещении ОПУ установлен шкаф центральной сигнализации на базе МП терминала «Сириус-ЦС», производства ЗАО «НПФ Радиус».

Вышеупомянутое оборудование РЗА по данному титулу меняться не будет, так как соответствуют всем современным требованиям, предъявляемым к устройствам РЗА. По данному титулу предусматривается привязка данных шкафов к вновь устанавливаемому силовому оборудованию (трансформаторам тока, напряжения, силовым выключателям) и проведение соответствующих пусконаладочных работ. Таким образом, предусматривается замена существующего контрольного кабеля в объеме устанавливаемого оборудования.

В соответствии с пунктом 9.7.1 СТО 56947007- 29.240.10.028-2009 в помещении ОПУ проектом предусматривается установка шкафа регулирования силовых трансформаторов. Шкаф состоит из трёх комплектов на базе МП терминалов. Из условий однотипности в качестве производителя шкафа РЗА принимается ЗАО «Радиус Автоматика», тип устанавливаемого шкафа –. ШЭРА-МЛ-РН-3002. На фасаде шкафа предусматривается мнемосхема с ключами, лампами, измерительными приборами аналогично существующим шкафам защит присоединений 35 кВ, а также логометрами для комплектов АРКТ. Ниже приводится описание комплектов шкафа:

Комплекты 1 и 2 – выполняют функцию АРКТ силовых трансформаторов Т1 и Т2 соответственно. Комплекты выполнены на базе терминала «Сириус-2-РН», выполняющего следующие функции:

- 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;
- блокировку регулирования внешними релейными сигналами;
- блокировку регулирования при обнаружении перегрузки, превышении 3U0 (или U2) или при пониженном измеряемом напряжении;
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с одного, заранее выбранного значения, на другое;

- измерение текущей ступени переключения РПН.

Комплект 3 – недостающие защиты линии 35 кВ: Л-35 №33 (резервная). Комплект выполнен на базе терминала «Сириус-2-МЛ», выполняющего следующие функции:

- трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов (любая ступень может быть выполнена направленной, а также может иметь комбинированный пуск по напряжению);
- автоматический ввод ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя;
- защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ)
- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник;
- защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты (может быть выполнена направленной);
- защита синхронных двигателей от асинхронного хода в ступени МТЗ-2;
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- защита от повышения напряжения (ЗПН);
- операции отключения и включения выключателя по внешним командам с защитой от многократных включений выключателя
- возможность подключения внешних защит, например, дуговой, или от однофазных замыканий на землю;
- формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;
- однократное АПВ;

2.2 Решения по оперативной блокировке .

В соответствии с требованием технического задания (см. п. 3.4) в помещении ОПУ предусматривается установка шкафа оперативной блокировки на базе МП терминала.

Из условий однотипности в качестве производителя шкафа РЗА принимается ЗАО «Радиус Автоматика». К установке предусматривается шкаф Р-6 типа ШЭРА-ОБ--2001, состоящий из двух комплектов:

Комплект питания оперативной блокировки. Комплект питания оперативной блокировке подключен к двумя 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.

Комплект оперативной блокировки на базе терминала «Сириус-2-ОБ». 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. В случае не прихода одного из сигналов или прихода обоих, после выдержки времени терминал выдает сигнал «Неисправность».

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 РУ-10 кВ по данному титулу не меняется. С устанавливаемого комплпкта питания в РУ-6 кВ прокладываются цепи питания для существующей электромагнитной блокировки.

Принципиальная схема электромагнитной блокировки выполняется рабочей документации.

2.3 **Перечень демонтажных и монтажных работ оборудования РЗА**

Демонтажные работы оборудования РЗА по данному титулу не требуются. Монтажные работы сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 Перечень устанавливаемого оборудования РЗА по данному титулу

№ п/п	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Габариты (ВхШхГ)	Кол.
1	Шкаф АРКТ РЗА Т1, Т2 и РЗА одной линии 35 кВ типа ШЭРА-МЛ-РН-3002 с мнемосхемой на фасаде	2200х800х600	1
2	Шкаф ОБР и питания ОБР типа ШЭРА-ОБ-2001	2200х800х600	1

3. 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 ПС 10-70.

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 $\mathrm{A} = \psi(f)$ (рис. 3.1), 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.

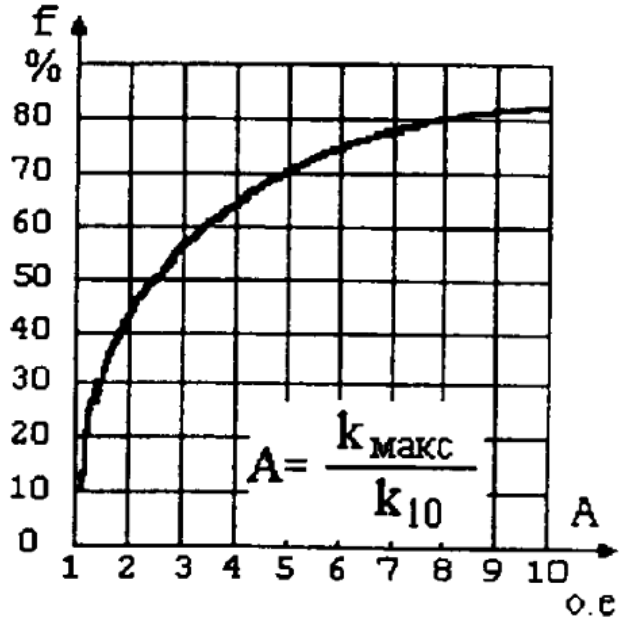


Рис. 3.1 Зависимость коэффициента А от токовой погрешности ТТ

Принимаем некоторые допущения, которые внесут дополнительный запас в расчеты:

3. в качестве расчетного тока принимаем максимальный ток КЗ, протекающий через ТТ при расчетном режиме;

4. выполняем расчетную проверку для одного керна аналогичных ТТ, находящегося в наиболее тяжелом расчетном режиме.

Токи КЗ на шинах 35 кВ ПС 35/6 "10/70":

питание по Л-35 №31 или №34 от ПС Ледяная $I_{\text{кз.35}}^{(3)} = 1760$ А;

питание по Л-35 №31 и №34 от ПС Ледяная $I_{\text{кз.35}}^{(3)} = 1999$ А.

3.1 **Расчет трансформаторов тока питающих линий 35 кВ (№31, №34) выключателей силовых трансформаторов.**

В качестве расчетного тока выбирается ток КЗ на шинах, т.к. через данные лини являются питающими, кроме того в качестве расчетного тока для проверки ТТ с подключением ДЗТ (присоединения ВВ-35кВ Т1, Т2) является трёхфазное КЗ на шинах.

Расчет приведен для наиболее удаленного от ОПУ присоединения – ВЛ-35 кВ №31.

Основные параметры ТТ:

Номинальный первичный ток ($I_{1\text{ном.}}$) – 300-200-150-100А

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

Класс точности – 0,5/10Р/ выключатель /10Р/0,5S/

Основные данные подключаемых приборов в обмотки 10Р:

Тип реле – Резерв/ выключатель /Сириус-2МЛ;

Потребляемая мощность по цепям тока (S_p) – 0ВА/–/3ВА

Таблица 3.1 Выбор сечения токовых цепей ТТ-35 кВ для ячеек трансформаторов и ВЛ-35кВ Л-31, Л-34

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	$I_{расч.}^{(3)} = I_{КЗвнеш.}^{(3)}$	1999	А
Расчетная кратность тока (3ф КЗ)	$K_{расч.}^{(3)} = I_{расч.}^{(3)}/I_{1ном.}$	10	–
Допустимое значение нагрузки (3ф КЗ) см. КПК рис.1.2	$S_{доп.}^{(3)}$	17	ВА
Допустимое сопротивление нагрузки (3ф КЗ)	$Z_{доп.}^{(3)} = S_{доп.}^{(3)}/{I_{2ном.}}^2$	0,68	Ом
Переходное сопротивление контактов в токовых цепях защиты	$R_{пер.}$	0,1	Ом
Длина кабеля	$l_{действ}$	65	м
Сопротивление наиболее нагруженной фазы	$Z_ф = S_{р.}/{I_{2ном.}}^2$	0,12	Ом
Удельное сопротивление меди	ρ	0,0175	Ом·мм2/м
Расчетное сечение жил кабеля для меди при м/ф КЗ	$q_{расч}^{(3)} = \frac{\rho \cdot l_{действ.}}{Z_{доп}^{(3)} - (Z_ф + R_{пер.})}$	2,47	мм2
Принятое сечение провода от ТТ до устройства защиты	q	2,5	мм2
Фактическое сопротивление нагрузки на ТТ при м/ф КЗ	$Z_{н.расч}^{(3)} = Z_ф + R_{пер.} + \frac{\rho \cdot l_{действ.}}{q}$	0,675	Ом
Фактическая вторичная нагрузка на ТТ при м/ф КЗ	$S_{н.расч}^{(3)} = Z_{н.расч}^{(3)} \cdot {I_{2ном.}}^2$	16,875	ВА

Наименование параметра	Расчет	Значение	Ед. измер.
Расчетная проверка ТТ по условию $f_{макс} \leq f_{доп}$ при максимальном значении тока КЗ			
Максимальная кратность тока (м/ф КЗ)	$K^{(3)}_{max.} = I^{(3)}_{max} / I_{1ном.}$	10	
Допустимая кратность тока при м/ф КЗ, соответствующая 10 %-ной погрешности при $S^{(3)}_{н.расч}$	$K^{(3)}_{доп}$	10	
Коэффициент А(3)	$A^{(3)} = K^{(3)}_{max} / K^{(3)}_{10доп.}$	1	
Максимальная токовая погрешность при м/ф КЗ	Определяемая по рис. 1.1	<10%	
Предельная токовая погрешность - $f_{доп}$	-	50%	
Проверка ТТ по условию $U_{2доп.} \geq U_{2макс.}$			
Напряжение на вторичной обмотке ТТ при м/ф КЗ	$U^{(3)}_{2max.} = I^{(3)}_{КЗmax} \cdot Z^{(3)}_{н.расч} / K_{ТТ}$	33,7	В
Допустимое напряжение на вторичной обмотке ТТ	$U_{2доп.}$	1000,00	В

3.2 **Расчет трансформаторов тока отходящих линий 35 кВ: №32, №33, №38.**

В качестве расчетного тока выбирается ток КЗ на шинах, т.к. через данные лини являются питающими, кроме того в качестве расчетного тока для проверки ТТ с подключением ДЗТ (присоединения ВВ-35кВ Т1, Т2) является трёхфазное КЗ на шинах.

Расчет приведен для наиболее удаленного от ОПУ присоединения – ВЛ-35 кВ №31.

Основные параметры ТТ:

Номинальный первичный ток ($I_{1ном.}$) – 300-200-150-100А

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

Класс точности – 0,5/10Р/ выключатель /10Р/0,5S/

Основные данные подключаемых приборов в обмотки 10Р:

Тип реле – Резерв/ выключатель /Сириус-2МЛ;

Потребляемая мощность по цепям тока (S_p) – 0ВА/–/3ВА

Таблица 3.1 Выбор сечения токовых цепей ТТ-35 кВ для ячеек трансформаторов и ВЛ-35кВ Л-31, Л-34

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	$I^{(3)}_{расч.} = I^{(3)}_{КЗвнеш.}$	1999	А
Расчетная кратность тока (3ф КЗ)	$K^{(3)}_{расч.} = I^{(3)}_{расч.} / I_{1ном.}$	10	–
Допустимое значение нагрузки (3ф КЗ) см. КПК рис.1.2	$S^{(3)}_{доп.}$	17	ВА
Допустимое сопротивление нагрузки (3ф КЗ)	$Z^{(3)}_{доп.} = S^{(3)}_{доп.} / {I_{2ном.}}^2$	0,68	Ом
Переходное сопротивление контактов в токовых цепях защиты	$R_{пер.}$	0,1	Ом

Наименование параметра	Расчет	Значение	Ед. измер.
Длина кабеля	$l_{действ}$	65	м
Сопротивление наиболее нагруженной фазы	$Z_ф = S_{р.}/I_{2ном.}^2$	0,12	Ом
Удельное сопротивление меди	ρ	0,0175	Ом·мм2/м
Расчетное сечение жил кабеля для меди при м/ф КЗ	$q_{расч}^{(3)} = \frac{\rho \cdot l_{действ.}}{Z_{доп}^{(3)} - (Z_ф + R_{пер.})}$	2,47	мм2
Принятое сечение провода от ТТ до устройства защиты	q	2,5	мм2
Фактическое сопротивление нагрузки на ТТ при м/ф КЗ	$Z_{н.расч}^{(3)} = Z_ф + R_{пер.} + \frac{\rho \cdot l_{действ.}}{q}$	0,675	Ом
Фактическая вторичная нагрузка на ТТ при м/ф КЗ	$S_{н.расч}^{(3)} = Z_{н.расч}^{(3)} \cdot I_{2ном.}^2$	16,875	ВА
Расчетная проверка ТТ по условию $f_{макс} \leq f_{доп}$ при максимальном значении тока КЗ			
Максимальная кратность тока (м/ф КЗ)	$K_{max.}^{(3)} = I_{max}^{(3)}/I_{1ном.}$	10	
Допустимая кратность тока при м/ф КЗ, соответствующая 10 %-ной погрешности при $S_{н.расч}^{(3)}$	$K_{доп}^{(3)}$	10	
Коэффициент А(3)	$A^{(3)} = K_{max}^{(3)}/K_{10доп.}^{(3)}$	1	
Максимальная токовая погрешность при м/ф КЗ	Определяемая по рис. 1.1	<10%	
Предельная токовая погрешность - $f_{доп}$	-	50%	
Проверка ТТ по условию $U_{2доп.} \geq U_{2макс.}$			
Напряжение на вторичной обмотке ТТ при м/ф КЗ	$U_{2max.}^{(3)} = I_{КЗmax}^{(3)} \cdot Z_{н.расч}^{(3)}/K_{ТТ}$	33,7	В
Допустимое напряжение на вторичной обмотке ТТ	$U_{2доп.}$	1000,00	В

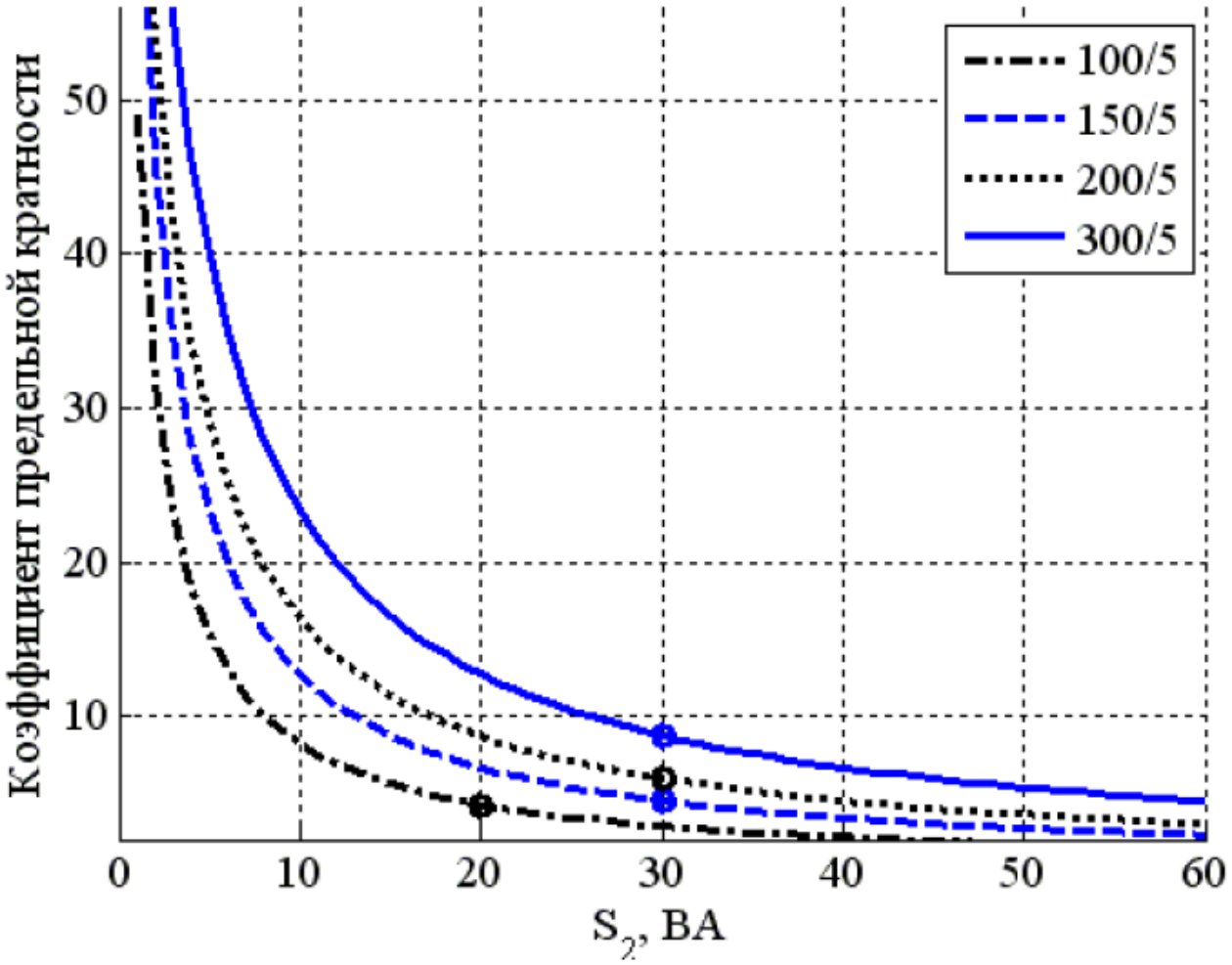


Рис. 3.2 – Кривая предельной кратности обмотки защиты трансформаторов тока.

4. РАСЧЕТ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ ПРИМЕНЯЕМЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

4.1 Выбор параметров трансформаторов напряжения

Раздел содержит ориентировочные расчеты выбора мощности вторичных обмоток, используемых для целей РЗА и измерений, устанавливаемых на ПС 35 кВ 10/70 на ОРУ-35 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 – 4.1÷4.2. Значения в строках «Доп. нагр. в реж. резерв.» показывают суммарную мощность нагрузки оборудования на соответствующий трансформатор напряжения в режиме резервирования смежного ТН.

Таблица 4.1. Нагрузка ТН-35кВ 1с.ш.

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)
Satec (ТИ)		0,1	0,4		
Комплект ТН-35кВ		0,5	0,5	0,5	0,5
Комплект ВЛ-35кВ		0,5	1	0,5	1
Комлпет АРКТ		0,5	0,5	0,5	0,5
Сумм. Нагрузка ТН		–	2,4		2
Нагрузка в режиме резервирования		–	2,4		2
Макс. Нагрузка		–	4,8		4
Выбранная Sном ТН		–	120		80

Таблица 4.2. Нагрузка ТН-35кВ 2с.ш.

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)
Satec (ТИ)		0,1	0,4		
Комплект ТН-35кВ		0,5	0,5	0,5	0,5
Комплект ВЛ-35кВ		0,5	1	0,5	1
Комлпет АРКТ		0,5	0,5	0,5	0,5
Сумм. Нагрузка ТН		–	2,4		2
Нагрузка в режиме резервирования		–	2,4		2
Макс. Нагрузка		–	4,8		4
Выбранная Sном ТН		–	120		80

4.2 **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:

$$r_{\text{пр.макс}} = \frac{\Delta U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}}, \qquad (4.1)$$

или в цепи $3U_0$:

$$r_{\text{пр.макс}} = \frac{\Delta U}{2 \cdot I_{\text{нагр}}}, \qquad (4.2)$$

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

$$I_{\text{нагр}} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{\text{ТН}}}{U_{\text{ном}}}, \qquad (4.3)$$

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

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

Сечение жил кабеля определяется по формуле:

$$q = \frac{l}{\gamma \cdot r_{\text{пр.макс}}}, \qquad (4.4)$$

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 2с.ш. для обмотки «звезда», классом точности 0,5. Длина кабеля от шкафа ШЗН ТН-35 кВ до шкафа РЗ с комплектом ТН – L=60м, от шкафа РЗ до наиболее удаленной точки – шкафа ТМ L=10 м. В расчете используется максимальная нагрузка трансформатора напряжения $S_{ТН}$=120 ВА (на фазу).

Ток нагрузки по кабелю от основных обмоток трансформатора напряжения до шкафа РЗ, согласно (4.3). Мощность :

$$I_{\text{нагр}} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{\text{ТН}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 120}{100} = 2{,}08 \text{ А}.$$

Сопротивление жилы этого кабеля, по (4.1):

$$r_{пр.макс} = \frac{\Delta U}{\sqrt{3} \cdot I_{нагр}} = \frac{1{,}5}{\sqrt{3} \cdot 2{,}08} = 0{,}416 \text{ Ом}.$$

Сечение жилы кабеля согласно (4.4):

$$q = \frac{l}{\gamma \cdot r_{пр.макс}} = \frac{60}{57 \cdot 0{,}416} = 2{,}53 \text{ мм}^2.$$

Принимается кабель ВБШвнг(А)- LS 5×4, сопротивление жил выбранного кабеля:

$$r_{пр.} = \frac{l}{\gamma \cdot q} = \frac{60}{57 \cdot 4} = 0{,}264\ Ом.$$

Потери напряжения в кабеле ВБШвнг(А)- LS 5×4:

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot I_{нагр} \cdot r_{пр} = \sqrt{3} \cdot 2{,}08 \cdot 0{,}264 = 0{,}945\ В.$$

Предельные допустимые потери в кабеле, проложенном в помещении ОПУ:

$\Delta U_2 = \Delta U_{доп} - \Delta U_1 = 1{,}5 - 0{,}945 = 0{,}55$В

Ток в данном кабеле, при прокладке цепей напряжения шкафов защит и шкафа ТМ (см. таблицу 4.2):

$$I_{нагр} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{ТН}}{U_{ном}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2{,}4}{100} = 0{,}042\ А.$$

Сопротивление жилы этого кабеля, по (4.1):

$$r_{пр.макс} = \frac{\Delta U_2}{\sqrt{3} \cdot I_{нагр}} = \frac{0{,}55}{\sqrt{3} \cdot 0{,}042} = 7{,}56\ Ом,$$

Сечение жилы кабеля согласно (4.4):

$$q = \frac{l}{\gamma \cdot r_{пр.макс}} = \frac{15}{57 \cdot 7{,}56} = 0{,}035\ мм^2.$$

По условиям механической прочности принимается кабель КВВГЭнг(А)– LS 7×2,5, сопротивление жил выбранного кабеля:

$$r_{пр.} = \frac{l}{\gamma \cdot q} = \frac{15}{57 \cdot 2{,}5} = 0{,}106\ Ом.$$

Потери напряжения в кабеле КВВГЭнг(А)– LS 7×2,5:

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot I_{нагр} \cdot r_{пр} = \sqrt{3} \cdot 0{,}042 \cdot 0{,}106 = 0{,}0076\ В.$$

Суммарные потери от трансформатора до шкафа ТМ:

$\Delta U_{доп} = \Delta U_1 + \Delta U_2 = 0{,}945 + 0{,}0076 = 0{,}953$ В

Падение напряжения в кабеле находится в допустимых пределах по ПУЭ. Расчет сечений остальных кабелей выполняется аналогично. Результат расчета сведен в таблицу 4.3.

Таблица 4.3. Расчет сечения кабелей вторичных цепей ТН-35 кВ

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

	кол-во и сечение жил	5×6	7×2,5	5×6	7×2,5

4.3 **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 номинально 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 данным заводов изготовителей токи КЗ во вторичных цепях трансформаторов напряжения:

ТН-35кВ, НАМИ-35 кВ – трёхфазный, индуктивный.

Обмотка «звезда» №1, для АИИСКУЭ 0,5;

Обмотка «звезда» №2, для измерений, РЗА 0,5;

Обмотка «разомкнутый треугольник» 3Р %.

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

Значения коротких замыканий на выводах (согласно данным завода изготовителя):

Короткое замыкание между вводами	Ток короткого замыкания, не менее, А
$a_1в_1$, $в_1с_1$, $с_1а_1$; $а_2в_2$, $в_2с_2$, $с_2а_2$	300; 300
a_1о, $в_1$о, $с_1$о; $а_2$о, $в_2$о, $с_2$о	100; 100
$a_д x_д$	50

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

$$I^{(1)} = \frac{100/\sqrt{3}}{\sqrt{z_k{}^2 + \left(\sum r_{пр} + \sum r_{0пр} + r_{AB}\right)^2}}, \qquad (4.5)$$

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

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

r_{AB} – сопротивление автоматического выключателя;

Из выражения (4.5) следует, что значение сопротивления z_k (при этом длины кабелей принимаются равным нулю):

$$z_k = \frac{100/\sqrt{3}}{I^{(1)}} \qquad (4.6)$$

Ниже приводится расчет автомата устанавливаемого для защиты вторичных цепей обмотки «звезда» ТН-35 кВ 2 с.ш.:

Ток нагрузки определяется исходя из Sном. трансформатора напряжения:

$$I_{нагр} = \frac{\sqrt{3} \cdot 120}{100} = 2{,}08\text{ А}.$$

Номинальный ток автомата должен быть:

$$I_{ном} \geq I_{нагр} = 2{,}08\text{ А}.$$

Принимается номинальный ток автоматического выключателя $I_{ном}$=2,5 (А).

Определяется значение сопротивления z_k по выражению (4.6):

$$z_k = \frac{100/\sqrt{3}}{100} = 0{,}577$$

Минимальное значение тока короткого замыкания согласно (4.5) находится в наиболее удаленной точке (шкафу ТМ):

$$I^{(1)} = \frac{100/\sqrt{3}}{\sqrt{0{,}577^2 + (0{,}264 + 0{,}105 + 0{,}32)^2}} = 65{,}0 \text{ А}.$$

Выбираем автомат АП50Б с электромагнитным расцепителем. Номинальный ток выключателя Iном=2,5 (А), уставка по току мгновенного срабатывания Iсраб=3,5·Iном. Полное время отключения короткого замыкания tср.=0,01сек.

Ток срабатывания автомата с учетом разброса $I_{ср} = 3{,}5 \cdot I_{ном} = 8{,}75$ А.

Коэффициент чувствительности:

$$k_ч = \frac{65{,}0}{8{,}75} = 7{,}43 \geq 1{,}5.$$

Расчет «звёзды» обмотки учёта ТН-35кВ 2с.ш. производится аналогично. Результаты расчета ТН-35 кВ сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4. Расчет токов короткого замыкания во вторичных цепях трансформаторов напряжения

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	
									$I^{(1)}$, А	Кч
ТН-35кВ 1с.ш.	«звезда»	учет	1900	30	0,3456	0,577	0,52	100	66	7,5
	«звезда»	защиты	1900	120	0,3456	0,577	2,08	100	66	7,5
	раз.тр.	защиты	100	100	0,3456	1,155	0,18	50	43	4,95
ТН-35кВ 2с.ш.	звезда	учет	1900	90	0,3675	0,577	1,56	100	65	7,43
	звезда	защиты	1900	120	0,3675	0,577	2,08	100	65	7,43
	раз.тр.	защиты	100	100	0,3675	1,155	0,18	50	43	4,93

Итоговый выбор автоматов вторичных цепей представлен в таблице 4.5

Таблица 4.5 Расчет выбора автоматических выключателей во вторичных цепях трансформаторов напряжения.

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 кВ 1с.ш.	Тип автомата	АП50Б-3М	АП50Б-3М	АП50Б-2М
	$I_{ном}$	2,5	2,5	2,5
	$I/ I_{ном}$	$3{,}5I_{ном}$	$3{,}5I_{ном}$	$3{,}5I_{ном}$
ТН-35 кВ 2с.ш.	Тип автомата	АП50Б-3М	АП50Б-3М	АП50Б-2М
	$I_{ном}$	2,5	2,5	2,5
	$I/ I_{ном}$	$3{,}5I_{ном}$	$3{,}5I_{ном}$	$3{,}5I_{ном}$

5.РАСЧЕТ УСТАВОК ЗАЩИТ

Согласно предоставленным данным АО «ДРСК», токи КЗ на шинах 35кВ ПС 35/6 кВ 10/70:

$I^{(3)}_{кз.max.} = 1999$ А

$$I^{(3)}_{кз.min.} = 1767 \text{ А}$$

Расчет токов короткого замыкания с учетом РПН на стороне 6кВ.

Вычисление максимально возможного тока КЗ $I^{(3)}_{к.макс}$ производится при наименьшем сопротивлении питающей системы в максимальном ее режиме ($x_{с.макс}$, отнесенном к $U_{ср}$ в сети ВН) и сопротивлении $x_{тр.мин}$, вычесленному по формуле:

$$x_{тр.мин} = \frac{u_{к.мин}\left[U_{ср.ВН}\,(1 - \Delta U_{*РПН})\right]^2}{100 S_{ном.тр}},$$

где $U_{ср.ВН}$ – среднее напряжение сети на стороне ВН, кВ;

$S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$\Delta U_{*РПН} = \Delta U_{*РПН}/100$ – половина полного (суммарного) диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора, %;

$u_{к.мин}$– напряжение короткого замыкания, %.

$$x_{тр.мин} = \frac{8 \cdot [37 \cdot (1 - 0{,}12)]^2}{100 \cdot 10} = 8{,}481 \text{ Ом}.$$

Максимальный ток КЗ на стороне НН, приведенный к ступени ВН определяется по формуле:

$$I^{(3)}_{к.макс.ВН} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с.мин} + x_{тр.мин})},$$

где $x_{с.мин.}$– сопротивление системы в максимальном ее режиме, Ом;

$x_{тр.мин}$ – минимальное сопротивление трансформатора, Ом;

$U_{ном}$ – номинальное междуфазное напряжение сети, В.

Сопротивление системы в максимальном ее режиме рассчитывается по формуле:

$$x_{с.мин} = \frac{U_{ср.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I^{(3)}_{к.макс}},$$

где $I^{(3)}_{к.макс}$– максимальный ток КЗ на стороне 35 кВ, кА.

$$x_{с.мин} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 1{,}999} = 10{,}69 \text{ Ом};$$

$$I^{(3)}_{к.макс.ВН} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot (8{,}481 + 10{,}690)} = 1{,}115 \text{ кА}.$$

Приведение $I^{(3)}_{к.макс.ВН}$ к нерегулируемой стороне НН производится по минимальному коэффициенту трансформации трансформатора, соответствующему тому же крайнему положению РПН, при котором вычислялся этот ток.

$$I^{(3)}_{к.макс.НН} = I^{(3)}_{к.макс.ВН} \frac{U_{ср.ВН}\,(1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{НН}},$$

где $U_{НН}$ – напряжение сети на стороне НН, кВ.

Токи коротких замыканий на стороне 6 кВ:

$$I^{(3)}_{к.макс.НН} = 1{,}115 \cdot \frac{37(1 - 0{,}12)}{6{,}3} = 5{,}760 \text{ кА};$$

$$I_{К}^{(2)} = 5{,}760 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 4{,}988 \text{ кА}.$$

Минимальный ток КЗ на стороне НН, приведенный к ступени ВН определяется по формуле:

$$I_{к.мин.ВН}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (x_{с.макс} + x_{тр.макс})},$$

где $x_{тр.макс}$– максимальное сопротивление трансформатора:

$$x_{тр.макс} = \frac{8 \cdot [37 \cdot (1 + 0{,}12)]^2}{100 \cdot 6{,}3} = 13{,}738 \text{ Ом}.$$

Сопротивление системы в максимальном ее режиме рассчитывается по формуле:

$$x_{с.макс} = \frac{U_{ср.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.мин}^{(3)}},$$

где $I_{к.мин}^{(3)}$– минимальный ток КЗ на стороне 35 кВ, кА.

$$x_{с.макс} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 1767} = 12{,}089 \text{ Ом};$$

Минимальный ток КЗ на стороне НН, приведенный к ступени ВН:

$$I_{к.min.ВН}^{(3)} = \frac{37000}{\sqrt{3} \cdot (12{,}089 + 13{,}7383)} = 827 \text{ А};$$

Токи коротких замыканий на стороне НН:

$$I_{к.min.НН}^{(3)} = 827 \cdot \frac{39200}{6300} = 4275 \text{ А};$$

$$I_{К}^{(2)} = 4275 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 3702 \text{ А}.$$

Токи короткого замыкания

Место КЗ	Режим работы	Двухфазное КЗ, А	Трехфазное КЗ, А
Шины 35 кВ	Максимальный	1731	1999
	Минимальный	1530	1767
Шины 6 кВ	Максимальный	4988	5760
	Минимальный	3702	4275

Токи короткого замыкания, приведенный к стороне 35 кВ

Место КЗ	Режим работы	Двухфазное КЗ, А	Трехфазное КЗ, А
Шины 6 кВ	Максимальный	965	1115
	Минимальный	716	827

5.1 **Пересчет уставок существующих защит присоединений 6 кВ**

В качестве защиты на большинстве фидеров применена двухступенчатая токовая защита, где первая ступень это токовая отсечка без выдержки времени (МТЗ-1), вторая – МТЗ с независимой характеристикой (МТЗ-3).

Ввиду отсутствия данных по отходящим линиям 6 кВ (марка сечение провода, кол-во и мощность подключаемых потребителей) на данном этапе проектирования пересчет уставок не представляется возможным. Поэтому уставки присоединений 6 кВ остаются без изменений. Ниже в таблице 5.1 представлены уставки присоединений 6 кВ.

Таблица 5.1. Защиты фидеров 6кВ.

Номер отходящего фидера	Ступень защиты	Коэффициент трансформации	Уставка в первичных величинах, А	Время срабатывания, с
Ф-1 (яч. №19)	МТЗ -1	200/5	900	0
	МТЗ-3		150	0,5
	АПВ1		–	2,5
Ф-2 (яч. №8)	МТЗ -1	150/5	1100	0
	МТЗ-3		180	0,5
	АПВ1		–	2,5
Ф-13 (яч. №2)	МТЗ -1	150/5	900	0
	МТЗ-3		150	0,5
	АПВ1		–	2,5
Ф-14 (яч. №4)	МТЗ -1	150/5	900	0
	МТЗ-3		150	0,5
	АПВ1		–	2,5
Ф-15 (яч. №6)	МТЗ -1	150/5	1200	0
	МТЗ-3		200	0,5
	АПВ1		–	2,5
Ф-16 (яч. №8)	МТЗ -1	150/5	900	0
	МТЗ-3		150	0,5
	АПВ1		–	2,5
Ф-17 (яч. №10)	МТЗ -1	150/5	1200	0
	МТЗ-3		200	0,5
	АПВ1		–	2,5
Ф-18 (яч. №22)	МТЗ -1	150/5	1100	0
	МТЗ-3		180	0,5
	АПВ1		–	2,5
Ф-19 (яч. №14)	МТЗ -1	150/5	1300	0
	МТЗ-3		225	0,5
	АПВ1		–	2,5
Ф-20 (яч. №16)	МТЗ -1	200/5	1300	0
	МТЗ-3		225	0,5
	АПВ1		–	2,5

Номер отходящего фидера	Ступень защиты	Коэффициент трансформации	Уставка в первичных величинах, А	Время срабатывания, с
Ф-22 (яч. №20)	МТЗ -1	150/5	600	0
	МТЗ-3		100	0,5
	АПВ1		–	2,5
Ф-23 (яч. №17)	МТЗ -1	300/5	1800	0
	МТЗ-3		300	0,5
	АПВ1		–	2,5
Ф-24 (яч. №24)	МТЗ -1	400/5	2400	0
	МТЗ-3		400	0,5
	АПВ1		–	2,5
Ф-25 (яч. №18)	МТЗ -1	150/5	900	0
	МТЗ-3		150	0,5
	АПВ1		–	2,5
Ф-29 (яч. №18)	МТЗ -1	200/5	900	0
	МТЗ-3		150	0,5
	АПВ1		–	2,5

5.2 **Расчет МТЗ СВ-6кВ**

Уставки защиты СВ -6 кВ вводятся в терминал «Сириус-2С».

Ктт = 1000/5

Ток срабатывания МТЗ выбирается, исходя из условий:

1) по условию отстройки от максимальных токов нагрузки;

2) по условию согласования с предыдущей защитой;

По условию отстройки от максимального тока нагрузки

Для МТЗ $I_{РАБ.МАКС.} = 0,7 \cdot I_{НОМ.ТР.}$

$$I_{МТЗ} = \frac{К_Н \cdot К_{СЗП}}{К_В} \cdot 0,7 \cdot I_{НОМ.ТР.}$$

Где:

Кн – коэффициент надежности, равный 1,1;

Ксзп – коэффициент самозапуска, принимаемый в пределах 1,1 – 1,3 (т.к. в составе нагрузки отсутствуют электродвигатели и время срабатывания МТЗ более 0,3 с);

Кв – коэффициент возврата, равный 0,95 для МП терминалов «Сириус-2С».

$$I_{МТЗ} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 0,7 \cdot 917 = 892 \text{ А}$$

по условию согласования с предыдущей защитой:

$$I_{МТЗ} = К_{ОТС} \cdot I_{з.пр.МТЗ-3}$$

$I_{МТЗ-3} = 1,2 \cdot 300 = 360А$

Где:

$К_{ОТС}$– коэффициент отстройки, равный 1,2;

$I_{з.пр.МТЗ-3}$ – максимальная уставка по току отходящего присоединения – Ф-23, ячейка 17 – $I_{з.пр.МТЗ-3} = 300$;

Кв – коэффициент возврата, равный 0,95 для МП терминалов «Сириус-2С».

Выбирается максимальный из полученных токов срабатывания защиты – 892А

Уставка срабатывания ступени МТЗ-3:

$$I_{\text{С.МТЗ}-3} = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{\text{К}_{\text{тт}}} = \frac{892}{1000/5} = 4{,}46\text{А}$$

Значение округляется значение до десятых, $\text{I}_{\text{МТЗ}-3} = 4{,}5$ А.

Тогда принятый первичный ток срабатывания защиты:

$$\text{I}_{\text{МТЗ}} = \text{I}_{\text{С.МТЗ}-3} \cdot \text{К}_{\text{тт}} = \frac{4{,}5 \cdot 1000}{5} = 900\text{А}$$

Оценка эффективности защиты производится с помощью коэффициента чувствительности, который показывает, насколько ток КЗ при наименее благоприятных условиях (в данном случае ток двухфазного КЗ на шинах 6 кВ в минимальном режиме) превышает ток срабатывания защиты (уставку).

КЧ при принятой уставке в основной зоне действия защиты на шинах 6 кВ:

$$\text{К}_{\text{ч}} = \frac{\text{I}^{(2)}_{\text{кз.мин.}}}{\text{I}_{\text{СЗ}}} = \frac{3702\text{А}}{900\text{А}} = 4{,}11 \geq 1{,}5$$

Время срабатывания МТЗ остается существующее $\text{t}_{\text{МТЗ}-3} = 1{,}0\text{с}$. Уставки первой ступени защит (токовая отсечка) остаются без изменений.

Уставки задаваемые в терминал «Сириус-2С»: IМТЗ-1=10,8А, tМТЗ-3=0,5с; IМТЗ-3=4,5А, tМТЗ-3=1,0с;

5.3 **Расчет МТЗ-6 кВ Т1(Т2)**

Ктт = 1500/5

Ток срабатывания МТЗ выбирается, исходя из условий:

по номинальным токам силового трансформатора, при выводе одного из трансформаторов в ремонт. Для МТЗ-3 $\text{I}_{\text{РАБ.МАКС.}} = 1{,}4 \cdot \text{I}_{\text{НОМ.ТР.}}$

$$\text{I}_{\text{МТЗ}} = \frac{1{,}1 \cdot 1{,}2}{0{,}95} \cdot 1{,}4 \cdot 917 = 1803$$

2.) по условию согласования от предыдущей защиты (МТЗ СВ-6кВ)

$$\text{I}_{\text{МТЗ}} = \text{К}_{\text{ОТС}} \cdot \text{I}_{\text{з.пр.МТЗ}-3}$$

$\text{I}_{\text{МТЗ}-3} = 1{,}2 \cdot 900 = 1080\text{А}$

Где:

$\text{К}_{\text{ОТС}}$– коэффициент отстройки, равный 1,2;

$\text{I}_{\text{з.пр.МТЗ}-3}$ – уставка по току МТЗ СВ-6 кВ

Выбирается максимальный из полученных токов срабатывания защиты – 1803А. Уставка срабатывания ступени МТЗ-3:

$$I_{\text{С.МТЗ}-3} = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{\text{К}_{\text{тт}}} = \frac{1803}{1500/5} = 6{,}01\text{А}$$

Значение округляется значение до целых, $\text{I}_{\text{МТЗ}-3} = 6{,}0$ А.

Тогда принятый первичный ток срабатывания защиты:

$$\text{I}_{\text{МТЗ}} = \text{I}_{\text{С.МТЗ}-3} \cdot \text{К}_{\text{тт}} = \frac{6{,}0 \cdot 1500}{5} = 1800\text{А}$$

КЧ при принятой уставке в основной зоне действия защиты на шинах 6 кВ:

$$\text{К}_{\text{ч}} = \frac{\text{I}^{(2)}_{\text{кз.мин.}}}{\text{I}_{\text{СЗ}}} = \frac{3702\text{А}}{1800\text{А}} = 2{,}06 \geq 1{,}5$$

Время срабатывания МТЗ остается существующее $\text{t}_{\text{МТЗ}-3} = 1{,}5\text{с}$.

Уставки задаются в терминал основных защит –«Сириус-Т» и «Сириус-2В»: IМТЗ-3=6,0А, tМТЗ-3=1,5с.

5.4 **Расчет МТЗ - 35кВ Т1(2).**

Ктт = 200/5

Ток срабатывания МТЗ выбирается, исходя из условий:

по номинальным токам силового трансформатора, при выводе одного из трансформаторов в ремонт. Для МТЗ-3 $I_{РАБ.МАКС.} = 1{,}4 \cdot I_{НОМ.ТР.}$

$$I_{МТЗ} = \frac{1{,}1 \cdot 1{,}2}{0{,}95} \cdot 1{,}4 \cdot 165 = 321$$

2.) по условию согласования от предыдущей защиты (МТЗ ВВ-6кВ)

$$I_{МТЗ} = К_{ОТС} \cdot I_{з.пр.МТЗ-3}$$

$I_{МТЗ-3} = 1{,}2 \cdot 1800 \cdot \frac{6{,}3}{35} = 389А$

Где:

$К_{ОТС}$– коэффициент отстройки, равный 1,2;

$I_{з.пр.МТЗ-3}$ – уставка по току МТЗ ВВ-6 кВ, приведенная к стороне 35 кВ.

Выбирается максимальный из полученных токов срабатывания защиты – 389А. Уставка срабатывания ступени МТЗ-3:

$$I_{С.МТЗ-3} = \frac{I_{МТЗ}}{К_{тт}} = \frac{389}{200/5} = 9{,}725А$$

Значение округляется значение до целых, $I_{МТЗ-3} = 9{,}8$ А.

Тогда принятый первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{МТЗ} = I_{С.МТЗ-3} \cdot К_{тт} = \frac{9{,}8 \cdot 200}{5} = 392А$$

КЧ при принятой уставке в основной зоне действия защиты на шинах 35 кВ:

$$К_ч = \frac{I^{(2)}_{кз.мин.}}{I_{СЗ}} = \frac{1530}{392} = 3{,}9 \geq 1{,}5$$

КЧ при принятой уставке в резервной зоне действия защиты на шинах 6 кВ:

$$К_ч = \frac{I^{(2)}_{кз.мин.}}{I_{СЗ}} = \frac{716А}{392А} = 1{,}83 \geq 1{,}2$$

Время срабатывания МТЗ остается существующее $t_{МТЗ} = 2{,}0с$.

Уставки задаются в терминал основных защит –«Сириус-Т» и «Сириус-УВ»: IМТЗ-3=9,8А, tМТЗ-3=2,0с.

5.5 **Расчет дифференциальной защиты трансформатора.**

Расчет выполнен в соответствии с рекомендациями по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-Т3». ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Коэффициент схемы kCX =1, т.к. подключение терминала производится к электрическим ТТ, собранным по схеме «звезда».

Уставки группы сборки цифровых трансформаторов тока «Группа ТТ ВН», «Группа ТТ СН» и «Группа ТТ НН» выбираются с учетом группы защищаемого трансформатора и групп сборки измерительных ТТ по методике, указанной в руководстве по эксплуатации на устройство.

Таблица 5.2. Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защит, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора:

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$I_{ном} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165$	$I_{ном} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 917$
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$k_{ТТ}$	200/5	1500/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора	$I_{2.ном} = \frac{I_{ном}}{K_{ТТ}}$	$\frac{165}{200/5} = 4{,}12$	$\frac{917}{1500/5} = 3{,}05$
Принятые значения	$I_{ном}$	1,8	2,9
Размах РПН,%	12		

Расчетные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для Iном = 5А базисные токи должны входить в диапазон: (1,01-10,00) А. Все значения укладываются в указанный диапазон.

Характеристика срабатывания устройства определяется уставками:

$\frac{I_{Д1}}{I_{баз}}$ – базовая уставка характеристики ступени;

Кторм – коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$\frac{I_{Т2}}{I_{баз}}$ – вторая точка излома тормозной характеристики;

$\frac{I_{ДГ2}}{I_{ДГ1}}$ – уставка блокировки от второй гармоники.

Базовая уставка $\frac{I_{Д1}}{I_{баз}}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$\frac{I_{Д1чувств}}{I_{баз}} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} *$$

где, Котс – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

Iнб.расч.* – относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора, определяемый:

$$I_{нб.расч} *= K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}$$

Первое слагаемое обусловлено погрешностями ТТ:

Кпер – коэффициент учитывающий переходный режим (рекомендуется принимать равным 2,0);

Кодн – коэффициент однотипности ТТ, принимается равным 1;

ε – относительное значение полной погрешности трансформатора тока в установившемся режиме (принимается 0,1)

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН. При расчете грубой тормозной характеристики принимается случай недействия подстройки под текущее положение РПН и принимается равным его полному размаху. Когда подстройка функционирует составляющая РПН не превышает 4%. Поэтому при расчете уставок чувствительной тормозной характеристики принимаем Uрпн=0,04.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон трансформатора, а также метрологическими погрешностями. По данным фирмы-изготовителя расчетное значение можно принимать равным 0,04.

Коэффициент торможения Кторм должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Рассчитываются значения для чувствительной и грубой тормозных характеристик соответственно.

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$\mathrm{K_{торм}} = \frac{100 \cdot \mathrm{K_{отс}} \cdot (\mathrm{K_{пер}} \cdot \mathrm{K_{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\mathrm{РПН}} + \Delta \mathrm{f_{добав}})}{\mathrm{K_{СН.Т}}}$$

где $\mathrm{K_{СН.Т}} = \sqrt{1 - \mathrm{I_{нб.расч}}}$

Вторая точка излома тормозной характеристики $\frac{\mathbf{I_{Т2}}}{\mathbf{I_{баз}}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. Рекомендуются уставки для чувствительной и грубой характеристик срабатывания (1,5÷2).

Уставка блокировки по второй гармонике $\frac{\mathbf{I_{ДГ2}}}{\mathbf{I_{ДГ1}}}$ на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15%.

При расчете уставок чувствительной тормозной характеристики принимаем, что благодаря действию алгоритма компенсации небаланса от работы РПН составляющая $\Delta U_{\mathrm{РПН}}$ не превышает значение 0,04.

Таблица 5.3 – Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики (с учетом действия компенсации небаланса от работы РПН)

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах)	$\mathrm{I_{нб.расч}} *= \mathrm{K_{пер}} \cdot \mathrm{K_{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\mathrm{РПН}} + \Delta \mathrm{f_{добав}}$	$2 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}0 + 0{,}04 = 0{,}28$
Выбор уставки срабатывания	должно выполняться условие: $\frac{\mathrm{I_{Д1чувств}}}{\mathrm{I_{баз}}} \geq \mathrm{K_{отс}} \cdot \mathrm{I_{нб.расч}} *$	$1{,}2 \cdot 0{,}28 = 0{,}28$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	$\frac{\mathrm{I_{Д1чувств}}}{\mathrm{I_{баз}}}$ диапазон уставки: (0,3—1,0) ІБАЗ	принимаем 0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$\mathrm{K_{СН.Т}} = \sqrt{1 - \mathrm{I_{нб.расч}}}$	$\mathrm{K_{СН.Т}} = \sqrt{1 - 0{,}28} = 0{,}85$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$\mathrm{K_{торм}} = \frac{100 \cdot \mathrm{K_{отс}} \cdot \mathrm{I_{нб.расч}}}{\mathrm{K_{СН.Т}}}$	$\frac{100 \cdot 1{,}2 \cdot 0{,}28}{0{,}85} = 39{,}6$
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округ-	«КТОРМ, %» диапазон уставки: (10—100) %	40

ление до целого числа)		
Принятое значение уставки второй точки излома	$\frac{I_{Т2чувств}}{I_{баз}}$ рекомендуемый диапазон уставки: (1,0—2,0) IНОМ	2
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$\frac{I_{ДГ2}}{I_{ДГ1}}$ диапазон уставки: (0,06—0,20)	0,15

При расчете уставок грубой тормозной характеристики исходя из реального диапазона регулирования РПН принимаем ΔUРПН = 0,12.

Таблица 5.4 – Расчет уставок грубой тормозной характеристики (без учета действия компенсации небаланса от работы РПН)

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах)	$I_{нб.расч} *= K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}$	$2 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}04 + 0{,}12 == 0{,}36$
Выбор уставки срабатывания	должно выполняться условие: $\frac{I_{Д1груб}}{I_{баз}} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} *$	$1{,}2 \cdot 0{,}36 = 0{,}432$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	$\frac{I_{Д1груб}}{I_{баз}}$ диапазон уставки: (0,3—1,0) $I_{БАЗ}$	принимаем 0,5
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{СН.Т} = \sqrt{1 - I_{нб.расч}}$	$K_{СН.Т} = \sqrt{1 - 0{,}36} = 0{,}80$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{торм} = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч}}{K_{СН.Т}}$	$\frac{100 \cdot 1{,}2 \cdot 0{,}36}{0{,}80} = 54$
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	«$K_{ТОРМ,ГРУБ}$ %» диапазон уставки: (10—100) %	54
Принятое значение уставки второй точки излома	«$I_{Т2груб}/I_{ном}$» рекомендуемый диапазон уставки: (1,0—2,0) $I_{НОМ}$	2

Проверка чувствительности дифференциальной защиты.

Согласно ПУЭ, коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2. В качестве расчетного, принимается двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения. Расчет производится для грубых уставок.

Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{СЗ} = I_{ном} \cdot \frac{I_{Д1груб}}{I_{баз}} = 165 \cdot 0{,}5 = 82{,}5А$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН в минимальном режиме:

$$k_ч = \frac{I^2_{КЗ.мин}}{I_{СЗ}} = \frac{716}{82{,}5} = 8{,}68$$

Расчет уставок дифференциальной токовой отсечки (ДЗТ-1)

Выбору подлежит:

$\frac{I_{Диф.чувств}}{I_{баз}}$ – относительное значение чувствительной уставки срабатывания отсечки;

$\frac{I_{Диф.груб}}{I_{баз}}$ – относительное значение грубой уставки срабатывания отсечки.

Согласно рекомендациям принимаем равными чувствительный и грубый пороги срабатывания ДЗТ-1.

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН, А	$I_{КЗ.внеш.макс}$	1115
Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах)	$I_{КЗ.внеш.макс} *= \frac{I_{КЗ.внеш.макс}}{I_{ном.ВН}}$	$I_{КЗ.внеш.макс} *= \frac{1115}{165} = 6{,}76$
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{нб.расч} *= K_{ОТС} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) I_{КЗ.внеш.макс}$	1,5·(3·1·0,1+0,12+0,04)·6,76=4,66
Выбор уставки срабатывания	должно выполняться условие: $\frac{I_{Диф.чувств}}{I_{баз}} \geq I_{нб.расч}$ $\frac{I_{Диф.чувств}}{I_{баз}} \geq 6$	Принимаем значение 6
Принятое значение уставки (округление до одного знака после запятой)	$\frac{I_{Диф.}}{I_{ном}}$ диапазон уставки: (4,0—30,0) IНОМ	6,0

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2, а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

$$\frac{I_{Д.}}{I_{баз}} \geq 0{,}1,\ t=10с.$$

5.5 **Расчет уставок защит линии 35кВ.**

Так как сеть 35 кВ остается неизменной, уставки существующих защит линий 35 кВ №31, №34, №38 остаются без изменений, для линии №32 производится корректировка срабатывания защиты по току ввиду изменения Ктт трансформатора тока.

Уставка срабатывания по току ступеней МТЗ-1, МТЗ-2 линии №32:

$$I_{МТЗ-1} = \frac{I_{сущ.В} \cdot K_{тт.сущ}}{K_{тт}} = \frac{80 \cdot 100/5}{200/5} = 40А$$

$$I_{МТЗ-2} = \frac{I_{сущ.В} \cdot K_{тт.сущ}}{K_{тт}} = \frac{5 \cdot 100/5}{200/5} = 2{,}5А$$

Остальные уставки защит линии №32 остаются без изменений.

Посчитать уставки устанавливаемого терминала защит линии №33 не представляется возможным, ввиду отсутствия данных по присоединению.

Лист регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
2		19			26	06-2		06.17

Взам. инв. №

Подпись и дата

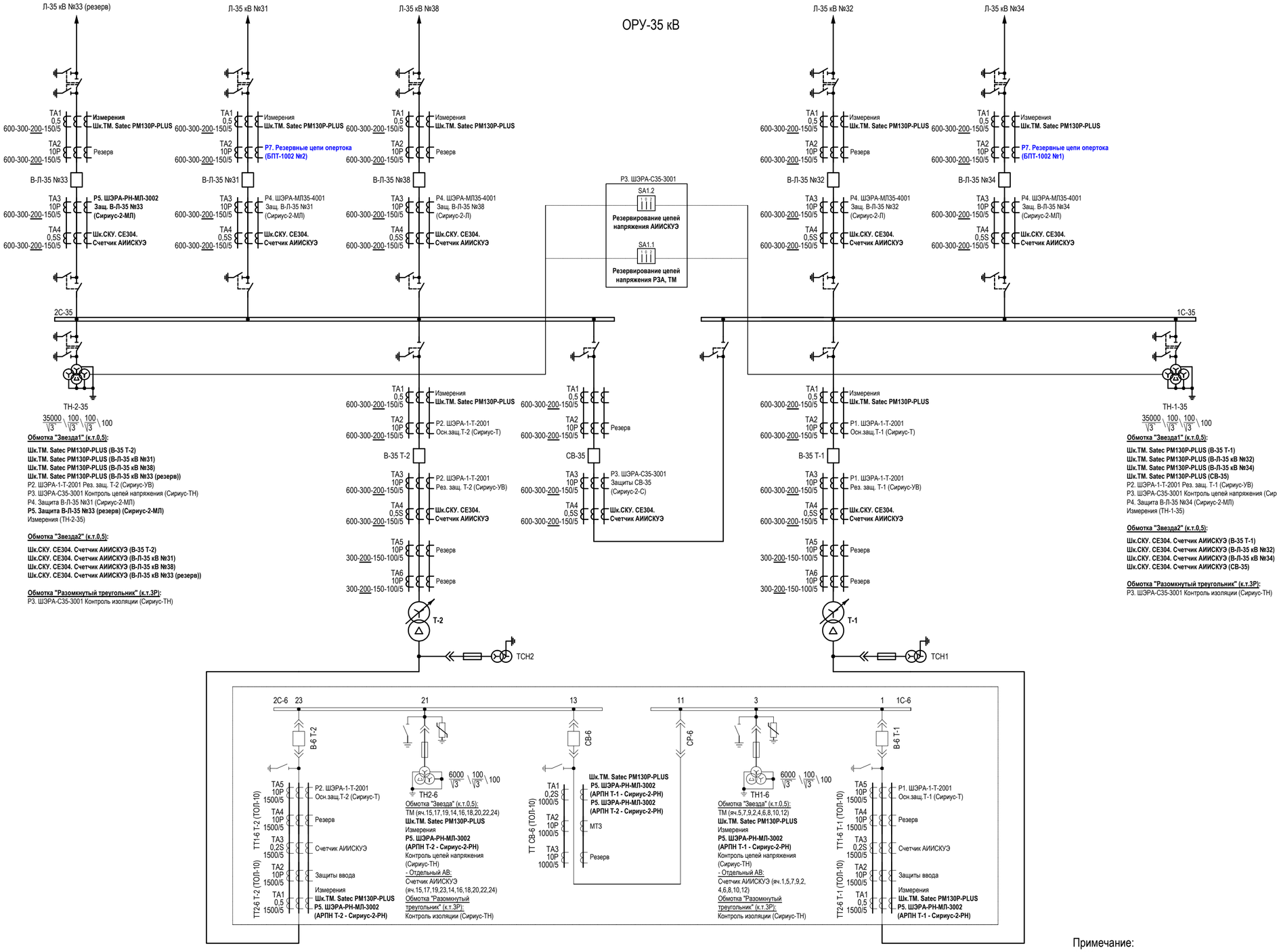
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

3041-057-ИОС.РЗА.ТЧ

Лист 26

ОРУ-35 кВ



Обмотка "Звезда1" (к.т.0,5):

Шк.ТМ. Satec PM130P-PLUS (В-35 Т-2)
Шк.ТМ. Satec PM130P-PLUS (В-Л-35 кВ №31)
Шк.ТМ. Satec PM130P-PLUS (В-Л-35 кВ №38)
Шк.ТМ. Satec PM130P-PLUS (В-Л-35 кВ №33 (резерв))
Р2. ШЭРА-1-Т-2001 Рез. защ. Т-2 (Сириус-УВ)
Р3. ШЭРА-С35-3001 Контроль цепей напряжения (Сириус-ТН)
Р4. Защита В-Л-35 №31 (Сириус-2-МЛ)
Р5. Защита В-Л-35 №33 (резерв) (Сириус-2-МЛ)
Измерения (ТН-2-35)

Обмотка "Звезда2" (к.т.0,5):

Шк.СКУ. СЕ304. Счетчик АИИСКУЭ (В-35 Т-2)
Шк.СКУ. СЕ304. Счетчик АИИСКУЭ (В-Л-35 кВ №31)
Шк.СКУ. СЕ304. Счетчик АИИСКУЭ (В-Л-35 кВ №38)
Шк.СКУ. СЕ304. Счетчик АИИСКУЭ (В-Л-35 кВ №33 (резерв))

Обмотка "Разомкнутый треугольник" (к.т.3Р):
Р3. ШЭРА-С35-3001 Контроль изоляции (Сириус-ТН)

Обмотка "Звезда1" (к.т.0,5):

Шк.ТМ. Satec PM130P-PLUS (В-35 Т-1)
Шк.ТМ. Satec PM130P-PLUS (В-Л-35 кВ №32)
Шк.ТМ. Satec PM130P-PLUS (В-Л-35 кВ №34)
Шк.ТМ. Satec PM130P-PLUS (СВ-35)
Р2. ШЭРА-1-Т-2001 Рез. защ. Т-1 (Сириус-УВ)
Р3. ШЭРА-С35-3001 Контроль цепей напряжения (Сириус-ТН)
Р4. Защита В-Л-35 №34 (Сириус-2-МЛ)
Измерения (ТН-1-35)

Обмотка "Звезда2" (к.т.0,5):

Шк.СКУ. СЕ304. Счетчик АИИСКУЭ (В-35 Т-1)
Шк.СКУ. СЕ304. Счетчик АИИСКУЭ (В-Л-35 кВ №32)
Шк.СКУ. СЕ304. Счетчик АИИСКУЭ (В-Л-35 кВ №34)
Шк.СКУ. СЕ304. Счетчик АИИСКУЭ (СВ-35)

Обмотка "Разомкнутый треугольник" (к.т.3Р):
Р3. ШЭРА-С35-3001 Контроль изоляции (Сириус-ТН)

Обмотка "Звезда" (к.т.0,5):
ТМ (яч.15,17,19,14,16,18,20,22,24)
Шк.ТМ. Satec PM130P-PLUS
Измерения
Р5. ШЭРА-РН-МЛ-3002 (АРПН Т-2 - Сириус-2-РН)
Контроль цепей напряжения (Сириус-ТН)
- Отдельный АВ:
Счетчик АИИСКУЭ (яч.15,17,19,23,14,16,18,20,22,24)
Обмотка "Разомкнутый треугольник" (к.т.3Р):
Контроль изоляции (Сириус-ТН)

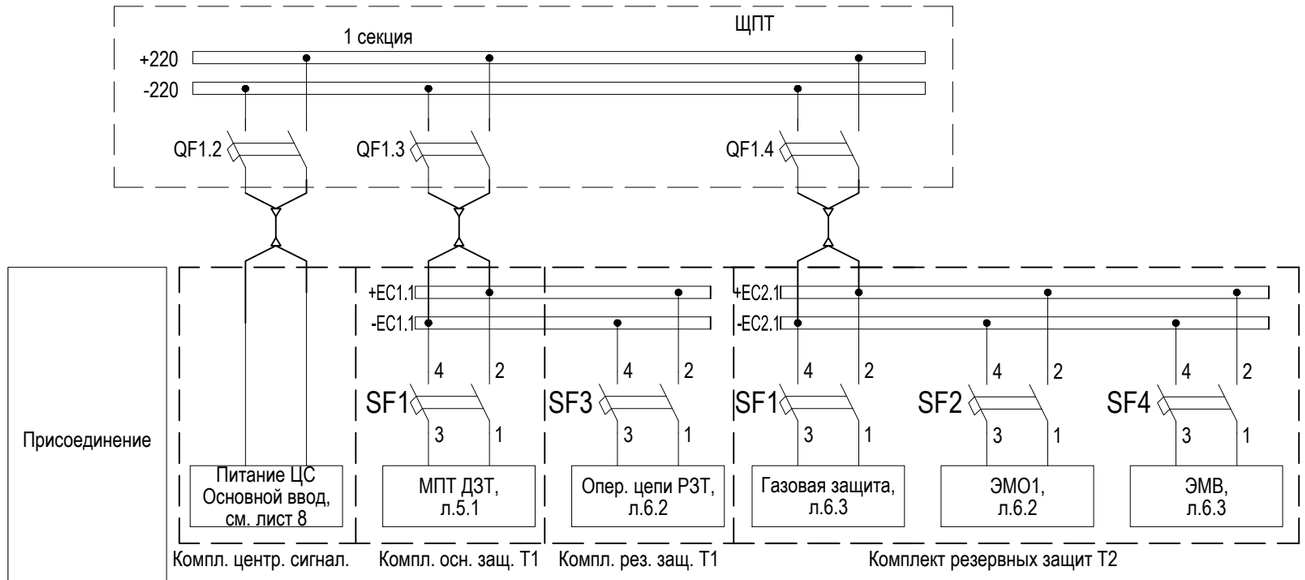
Обмотка "Звезда" (к.т.0,5):
ТМ (яч.5,7,9,2,4,6,8,10,12)
Шк.ТМ. Satec PM130P-PLUS
Измерения
Р5. ШЭРА-РН-МЛ-3002 (АРПН Т-1 - Сириус-2-РН)
Контроль цепей напряжения (Сириус-ТН)
- Отдельный АВ:
Счетчик АИИСКУЭ (яч.1,5,7,9,2, 4,6,8,10,12)
Обмотка "Разомкнутый треугольник" (к.т.3Р):
Контроль изоляции (Сириус-ТН)

Примечание:
1. Жирным выделены вновь устанавливаемые устройства релейной защиты и автоматики, телемеханики, АИИСКУЭ, а также реконструируемое первичное электрооборудование.
2. Распределение устройств ИТС приведено только для реконструируемого оборудования.

						3041-057-ИОС.РЗА.ГЧ	
						ПИР Реконструкция ПС 35 кВ "10/70"	
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Андреев			02.17	Раздел 4.2. Система релейной защиты и автоматики	Стадия: П; Лист: 1; Листов:
Проверил		Бучинский			02.17	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			02.17		

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

Формат А2



Присоединение							
Адрес		Шкаф ЦС	Шкаф Р1		Шкаф Р2		
		Цепи питания центральной сигнализации	Основные защиты Т1	Цепи оперативного тока резервных защит Т1	Газовая защита Т2	Цепи управления В-35 Т2: ЭМО1	Цепи управления В-35 Т2: ЭМВ
Мощность нагрузки, Вт	Кратковременная	1500	40	15	15	557	557
	Постоянная	100	15	7	7	7	7
Тип автоматического выключателя		Тип и ном. ток см. схему ЩПТ	S282 UC K2, $I_{ном}$=2А	S282 UC-K3, $I_{ном}$=3А	S282 UC K2, $I_{ном}$=2А	S282 UC-K3, $I_{ном}$=3А	S282 UC-K3, $I_{ном}$=3А

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бучинский			04.17
Проверил		Бучинский			04.17
Н.контр.		Тюкавкин			04.17

3041-057-ИОС.РЗА.ГЧ

ПИР Реконструкция ПС 35 кВ "10/70"

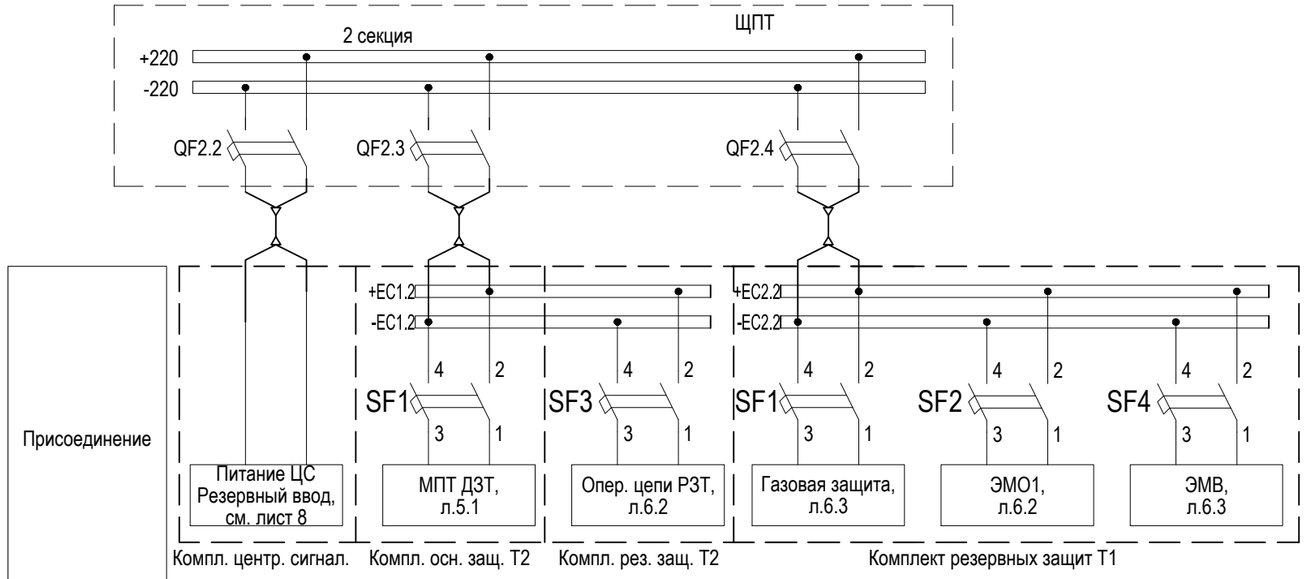
Раздел 4.2. Система релейной защиты и автоматики

Стадия	Лист	Листов
П	2	5

Схема распределения оперативного тока 220 В

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А3



Присоединение							
Адрес		Шкаф ЦС	Шкаф Р2		Шкаф Р1		
		Цепи питания центральной сигнализации	Основные защиты Т2	Цепи оперативного тока резервных защит Т2	Газовая защита Т1	Цепи управления В-35 Т1: ЭМО1	Цепи управления В-35 Т1: ЭМВ
Мощность нагрузки, Вт	Кратковременная	1500	40	15	15	557	557
	Постоянная	100	15	7	7	7	7
Тип автоматического выключателя		Тип и ном. ток см. схему ЩПТ	S282 UC K2, $I_{ном}$=2А	S282 UC-K3, $I_{ном}$=3А	S282 UC K2, $I_{ном}$=2А	S282 UC-K3, $I_{ном}$=3А	S282 UC-K3, $I_{ном}$=3А

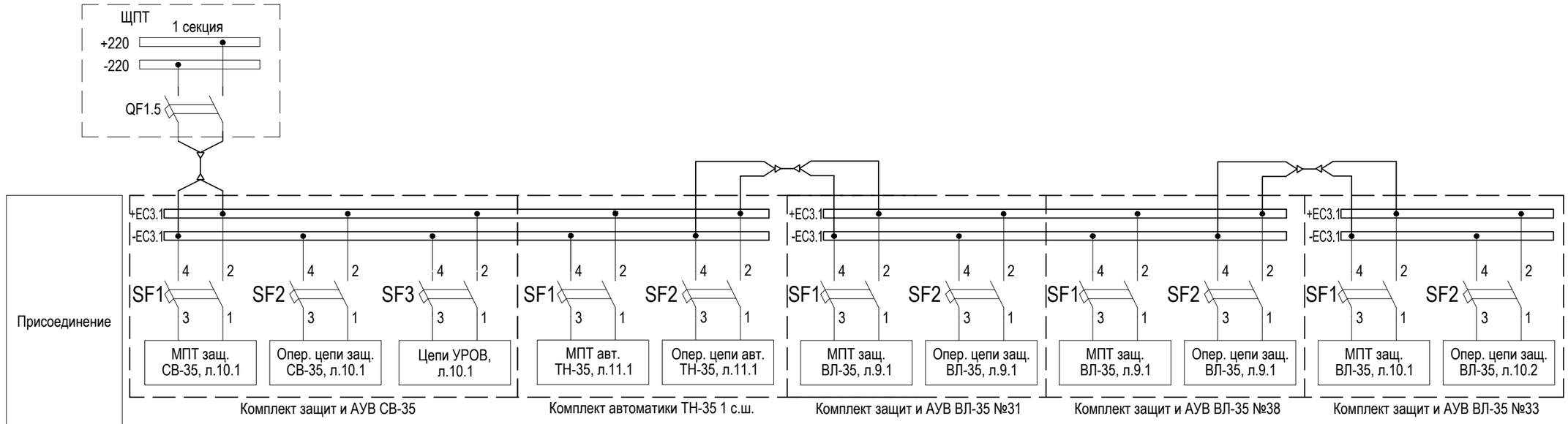
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3041-057-ИОС.РЗА.ГЧ	Лист 2.1

Формат А3



Адрес		Шкаф Р3					Шкаф Р4				Шкаф Р5	
		Терминал защит СВ-35	Цепи оперативного тока защит СВ-35	Цепи УРОВ СВ-35	Терминал автоматики ТН-35 1 с.ш.	Цепи оперативного тока автоматики ТН-35 1 с.ш.	Терминал защит ВЛ-35 №31	Цепи оперативного тока защит ВЛ-35 №31	Терминал защит ВЛ-35 №38	Цепи оперативного тока защит ВЛ-35 №38	Терминал защит ВЛ-35 №33	Цепи оперативного тока защит ВЛ-35 №33
Мощность нагрузки, Вт	Кратковременная	15	557	5	15	15	15	557	15	557	15	557
	Постоянная	7	7	-	7	7	7	7	7	7	7	7
Тип автоматического выключателя		S282 UC-K2, $I_{ном}$=2A	S282 UC-K3, $I_{ном}$=3A	S282 UC-K2, $I_{ном}$=2A	S282 UC-K2, $I_{ном}$=2A	S282 UC-K2, $I_{ном}$=2A	S282 UC-K2, $I_{ном}$=2A	S282 UC-K3, $I_{ном}$=3A	S282 UC-K2, $I_{ном}$=2A	S282 UC-K3, $I_{ном}$=3A	S282 UC-C2, $I_{ном}$=2A	S282 UC-K3, $I_{ном}$=3A

Взам. инв. №

Подп. и дата

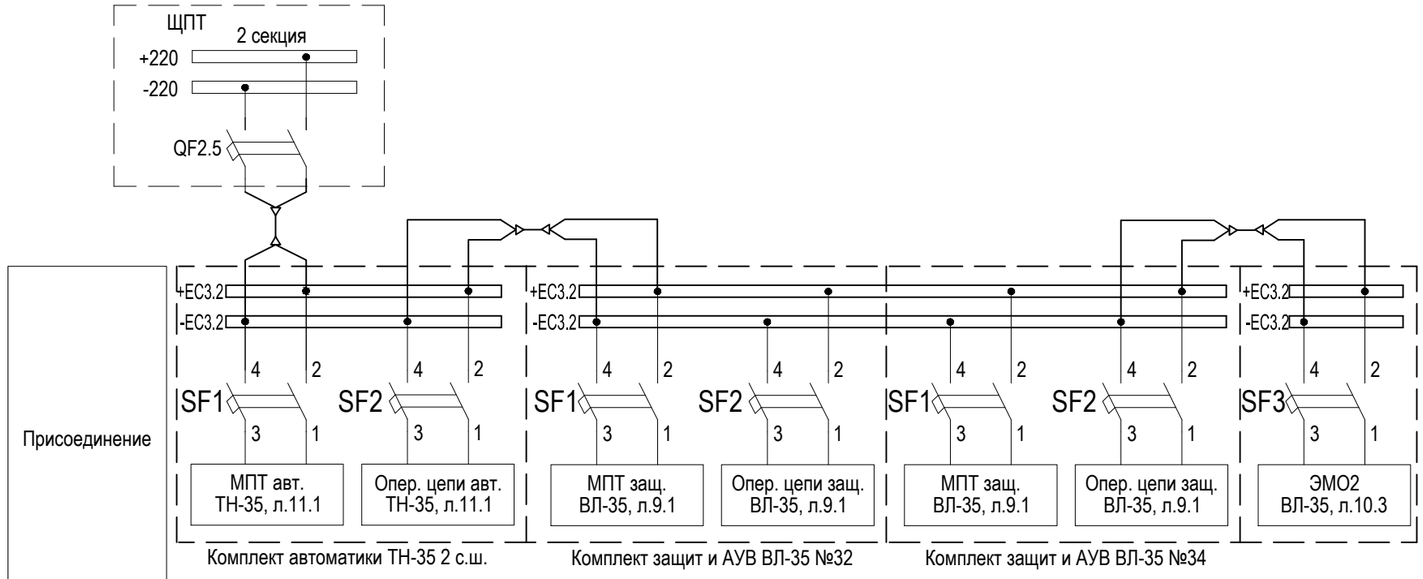
Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3041-057-ИОС.РЗА.ГЧ

Лист 2.2

Формат А3



Присоединение

Адрес		Шкаф Р3		Шкаф Р4				Шкаф Р5
		Терминал автоматики ТН-35 2 с.ш.	Цепи оперативного тока автоматики ТН-35 2 с.ш.	Терминал защит ВЛ-35 №32	Цепи оперативного тока защит ВЛ-35 №32	Терминал защит ВЛ-35 №34	Цепи оперативного тока защит ВЛ-35 №34	Цепи ЭМО2 ВЛ-35 №33
Мощность нагрузки, Вт	Кратковременная	15	15	15	557	15	557	557
	Постоянная	7	7	7	7	7	7	7
Тип автоматического выключателя		S282 UC-K2, $I_{ном}$=2A	S282 UC-K2, $I_{ном}$=2A	S282 UC-K2, $I_{ном}$=2A	S282 UC-K3, $I_{ном}$=3A	S282 UC-K2, $I_{ном}$=2A	S282 UC-K3, $I_{ном}$=3A	S282 UC-K3, $I_{ном}$=3A

Взам. инв. №

Подп. и дата

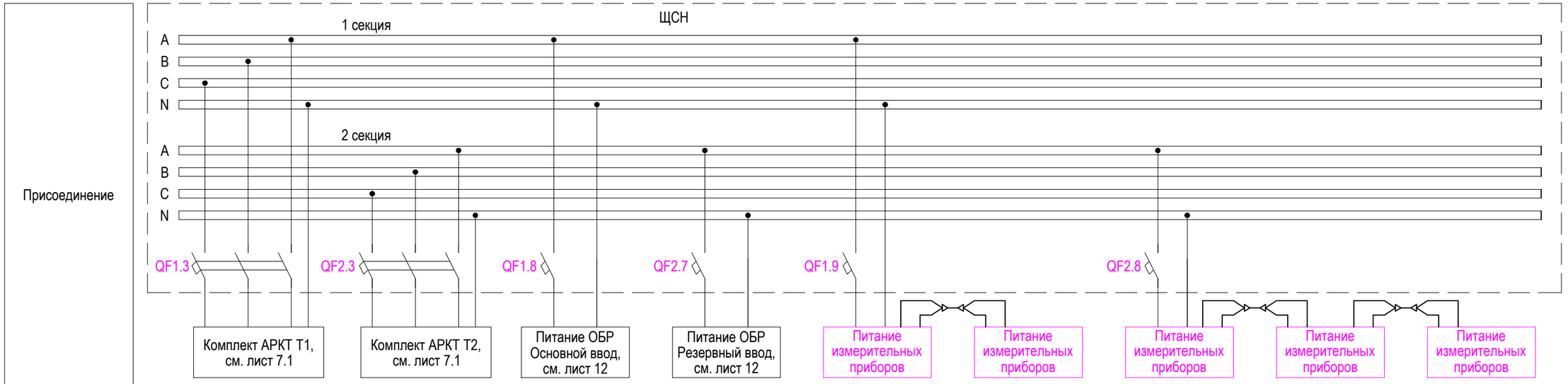
Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3041-057-ИОС.РЗА.ГЧ

Лист 2.3

Формат А3



Адрес		ОПУ, Шкаф Р5		ОПУ, Шкаф Р6		ОПУ, Шкафы Р1	ОПУ, Шкафы Р5	ОПУ, Шкафы Р2	ОПУ, Шкафы Р3	ОПУ, Шкафы Р4
		Цепи АРКТ Т1	Цепи АРКТ Т2	Цепи питания оперативной блокировки разъединителей		Цепи питания измерительных приборов				
Мощность нагрузки, Вт	Кратковременная	1100	1100	800	800	40	40	40	40	40
	Постоянная	100	100	300	300	10	10	10	10	10
Тип автоматического выключателя		Тип и ном. ток см. схему ЩСН								

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3041-057-ИОС.РЗА.ГЧ	Лист 2.4
2	-	Зам.	06-2		06.17		

Формат А3