

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетика  
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция подстанции Горький напряжением 110/35/6 кВ в связи  
с заменой силовых трансформаторов в Хабаровском крае

Исполнитель

студент группы 942-об1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.Д. НИКИТИН

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А. КАЗАКУЛ

Консультант:

безопасность и

экологичность

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. БУЛГАКОВ

Нормоконтроль

старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. МЯСОЕДОВА

Благовещенск 2023

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Никитина Данила Дмитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Горький напряжением 110/35/6 кВ в связи с заменой силовых трансформаторов в Хабаровском крае.

(утверждено приказом от 03.04.23 № 794 )

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: электрическая схема подстанции, однолинейные схемы подстанций, контрольные замеры

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): общая характеристика района проектирования, разработка вариантов реконструкции ПС, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования подстанции, проектирование подстанции и защит.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.)

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков, доцент, канд.техн.наук

7. Дата выдачи задания 02.04.23

Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул Алексей Александрович, доцент кафедры энергетики, канд. техн. наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):

05.04.23

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 119 с., 9 рисунков, 32 таблицы, 28 источников.

ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ, МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ ТЕРМИНАЛ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МАСЛОПРИЕМНИК, УРОВЕНЬ ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА.

В бакалаврской работе произведена комплексная реконструкция первичного оборудования подстанции 110 кВ Горький, а также реконструкция устройств вторичной коммутации, устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики.

Цель работы – комплексная реконструкция подстанции, являющейся крупным узловым объектом, связующим системообразующие связи энергосистемы Хабаровска.

Помимо вопросов реконструкции и релейной защиты в проекте рассмотрены вопросы выбора электротехнического оборудования подстанции, молниезащиты и заземления; затронуты вопросы обеспечения безопасности жизнедеятельности и экологичности проекта, произведено экономическое обоснование проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика объекта реконструкции	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района ПС 110 кВ Горький	11
1.2 Характеристика существующего оборудования ПС Горький	12
2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	15
2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов	15
3 Расчет токов короткого замыкания	20
3.1 Расчёт симметричного короткого замыкания	20
3.2 Расчёт несимметричного короткого замыкания	26
3.3 Расчет токов для выбора и проверки оборудования	27
4 Выбор и проверка подстанционного оборудования	29
4.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения распределительных устройств	29
4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	30
4.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки	33
4.4 Выбор и проверка выключателей	35
4.5 Выбор и проверка разъединителей	40
4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	41
4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	47
4.8 Характеристика сборных шин КРУЭ	50
4.9 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	52
5 Изоляция и перенапряжения	54
5.1 Общие положения	54
5.2 Расчет заземлителя подстанции	55
5.3 Расположение молниеотводов и определение зон молниезащиты	59
5.4 Оценка надежности молниезащиты	61

5.5 Выбор и проверка ОПН	64
6 Выбор и расчёт релейной защиты	70
6.1 Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов	71
6.2 Выбор защиты трансформатора	73
6.3 Состав шкафа и конструктивное исполнение	74
6.3.1 Дифференциальная защита трансформатора	75
6.3.2 Максимальная токовая защита на стороне ВН трансформатора	77
6.3.3 Устройство для блокировки РПН при перегрузке	78
6.3.4 Токовая защита нулевой последовательности ТЗНП	79
6.3.5 Дистанционная защита	80
6.3.6 Газовая защита трансформатора	80
6.3.7 Дуговая защита НН	81
6.4 Дополнительные функции терминала	81
6.5 Конфигурация терминала	82
6.5.1 Выбор уставок ДЗТ	85
6.5.2 Расчёт максимальной токовой защиты с пуском по напряжению	87
6.6 Расчёт релейной защиты ошиновки	90
6.6.1 Выбор уставок ДЗТ	90
6.6.2 Выравнивание токов присоединений	91
6.6.3 Выбор уставок ДЗО	92
6.6.4 Выбор реле контроля исправности цепей переменного тока	94
6.6.5 Выбор уставок УРОВ	96
6.6.6 Выбор уставок реле напряжения	97
6.6.7 Выбор уставок по выдержкам времени	97
7 Безопасность и экологичность	99
7.1 Безопасность	100
7.2 Экологичность	103
7.3 Чрезвычайные ситуации	109
8 Организационно-экономическая часть	114
8.1 Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ	114

8.2 Капиталовложения в реализацию проекта	114
8.3 Расчёт эксплуатационных издержек	116
Заключение	117
Библиографический список	118

## ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КСИСО – комплекс средств измерений, сбора и обработки информации

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

## ВВЕДЕНИЕ

За период последнего десятилетия произошли серьезные структурные изменения в структуре потребления энергосистемы Хабаровского края. На электросетевой рынок Дальнего Востока вышли такие крупные потребители, как ФГУП «ЦЕНКИ», ПАО «Газпром», ПАО «Транснефть» и другие, не стоит забывать о стремительном росте объемов потребления объектов ОАО «РЖД».

Увеличение объемов потребления энергорайонов влечет за собой мероприятия по усилению электрических связей между энергосистемами, повышение генерирующей мощности станций, как следствие – установка нового и реконструкции уже существующего оборудования объектов электроэнергетики.

Наряду с довольно быстрым ростом нагрузок, появлением новых объектов распределительных сетей и потребителей электроэнергии, наблюдается серьезная и актуальная проблема – старение существующего оборудования, в частности, оборудования системообразующих ЛЭП, проходных и узловых пунктов передачи и распределения электрической энергии. Ведь, основная часть силового и вторичного оборудования была организована еще во времена активного роста народного хозяйства – вторая половина и конец 20 века, что не может не отражаться на обеспечении качественного и бесперебойного электроснабжения новых потребителей.

В данной работе будет рассмотрена комплексная реконструкция одного из узловых объектов АО «ДРСК» – ПС 110 кВ Горький. Схема основных связей рассматриваемого энергорайона представлена на рисунке 1.

Итак, цель работы – рассмотреть комплексную реконструкцию ПС 110 кВ Горький с заменой трансформаторов ОРУ 110 кВ. Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:



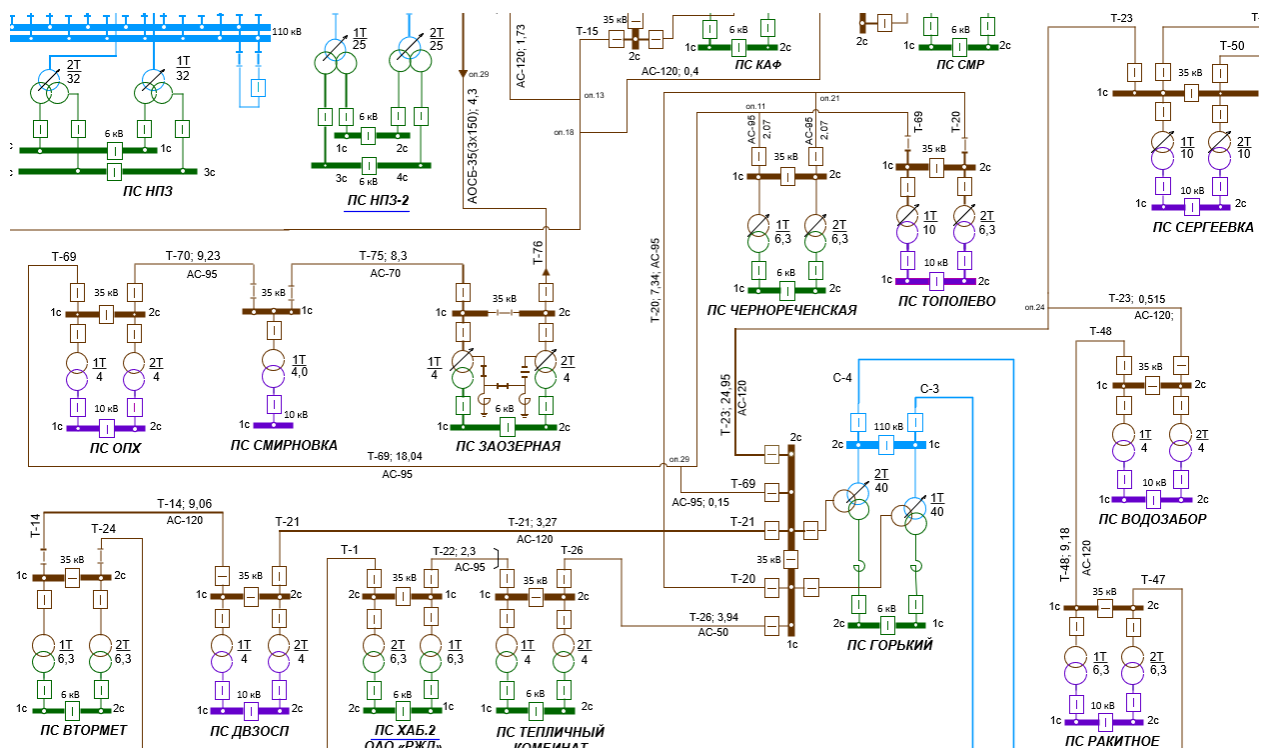


Рисунок 1 – Схема основных связей ПС

- 1) проанализировать климатогеографические характеристики района реконструируемой ПС;
- 2) выбрать число и мощности силовых трансформаторов на реконструируемой ПС;
- 3) выполнить расчет токов короткого замыкания;
- 4) спроектировать однолинейную схему реконструируемой ПС;
- 5) выполнить выбор и проверку электрооборудования;
- 6) выполнить выбор устройств РЗА подстанционного оборудования, рассчитать параметры настройки устройств РЗА;
- 7) выполнить расчет молниезащиты ПС и заземляющих устройств;
- 8) оценить безопасность и экологичность проекта.

При выполнении выпускной квалификационной работы были произведены расчеты в ПК Mathcad 15, графическое моделирование было произведено в ПК Microsoft Office Visio 2019

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ

В целях грамотного производства таких объемов работ как: оценка и расчет молниезащиты, заземления распределительных устройств, оценка безопасности и экологичности, выбор первичного оборудования, расчет токов короткого замыкания, требуется дать точную и исчерпывающую информацию по климатическим и географическим особенностям рассматриваемого района.

ПС 110 кВ Горький расположена в Хабаровском крае, в черте Хабаровского района электрических сетей Филиала АО «ДРСК».

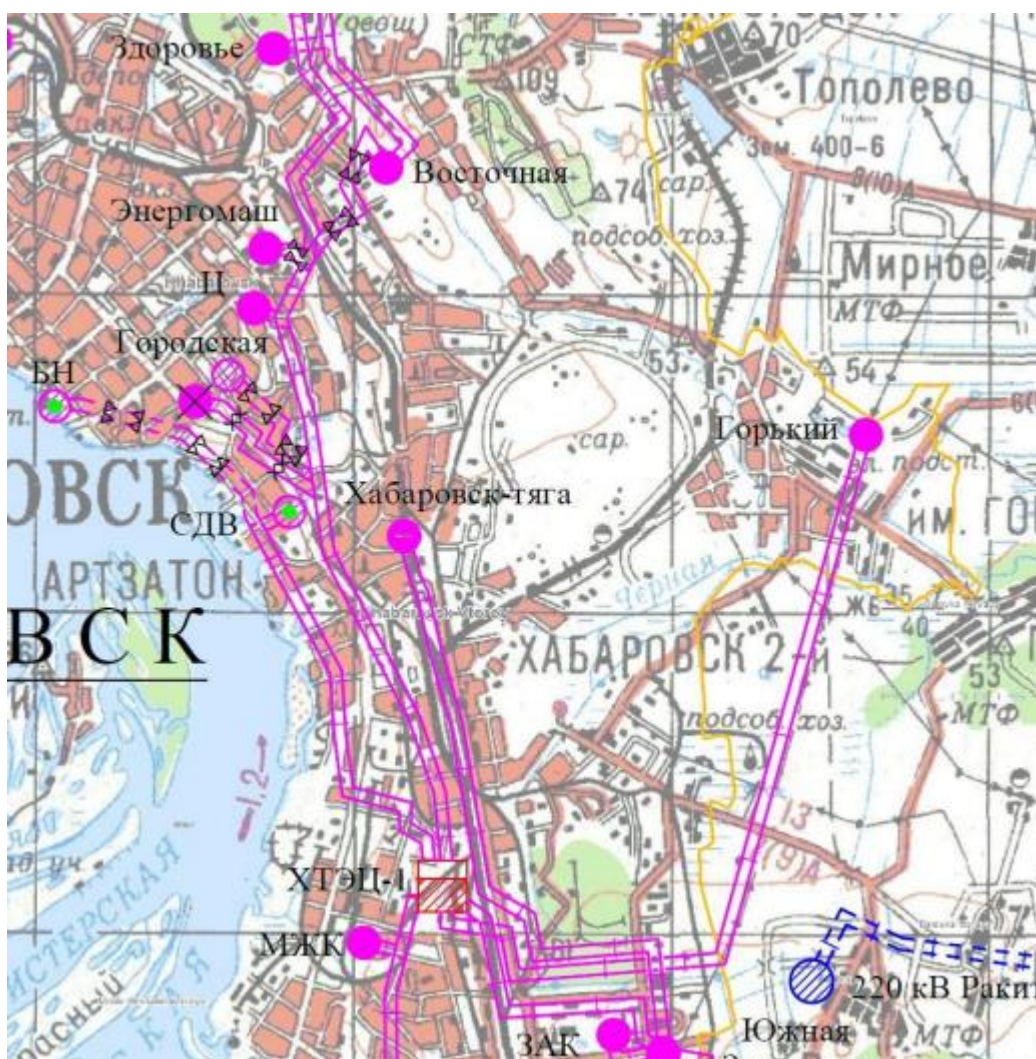


Рисунок 1.1 – Расположение ПС Горький

## **1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района ПС 110 кВ Горький**

Хабаровск находится в муссонной дальневосточной области умеренного климатического пояса. Данной области соответствует умеренный муссонный климат. Зима снежная и холодная. Лето жаркое и влажное.

- Средняя температура января  $-19,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,
- Средняя температура июля  $+21,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,
- Среднегодовая температура —  $+2,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,

Климат Хабаровского края — муссонный, с характерной холодной зимой и влажным жарким летом. Климатические условия существенно изменяются с характером рельефа, близостью к морю и с севера на юг. Так, например, средняя температура января в континентальных районах колеблется от  $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$  — на юге, до  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  — на севере; на морском побережье — от  $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Средняя температура июля на юге  $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , на севере  $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В год выпадает в среднем 696 мм осадков. Максимальное количество осадков за сутки — 121,2 мм — было зарегистрировано в июле 1985 года. Максимальная сумма осадков за месяц выпала в августе 1981 года и составила 434 мм.

В целях осуществления проектирования системы молниезащиты проектируемого объекта необходимо определить среднегодовую продолжительность гроз в районе проектирования. Данная информация представлена в ПУЭ [7].

Также определим степень загрязнения атмосферы по данным ПУЭ [7]. Степень загрязнения — показатель, учитывающий влияние загрязненности атмосферы на снижение электрической прочности изоляции электроустановок.

Сводная информация по наиболее значимым метеорологическим характеристикам, по метеостанциям представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Расчетные климатические условия

Характеристика	Значение
1	2
Район, край, область	Хабаровский край
Район по ветру	III
Район по гололеду	IV
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли $W_0$ , Па (скорость ветра $V_0$ , м/сек)	650 (32)
Среднеэксплуатационная температура воздуха $t_{экс}$ , °С	2,7
Высшая температура воздуха $t_{+max}$ , °С	36,7
Низшая температура воздуха $t_{-min}$ , °С	-40
Температура воздуха при гололеде $t_g$ , °С	-5
Температура воздуха при максимальном ветре $t_B$ , °С	-5
Температура наиболее холодной пятидневки, °С	-31
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	20 – 40
Степень загрязнения атмосферы	1

## 1.2 Характеристика существующего оборудования ПС Горький

ПС 110 кВ Горький узловая подстанция, осуществляющая связь между Хабаровской ТЭЦ и подстанциями напряжением 35 кВ Хабаровска, городской округ Хабаровск.

Установленная трансформаторная мощность ПС 110 кВ Горький составляет 2х40 МВА. Распределительное устройство 110 кВ выполнено в виде ОРУ, распределительные устройства 35 кВ и 6 кВ выполнены в виде ЗРУ. Основные данные по оборудованию, находящемуся на подстанции 110 кВ Горький в эксплуатации приведены в таблицах 1.2 – 1.3

Таблица 1.2 – Параметры основного оборудования ПС Горький

ОРУ 110 кВ							
Наименование	ВЛ 110кВ С-4	ВЛ 110кВ С-3	СВ 110кВ	ШР 110 1Т	ШР 110 2Т	ТН 110 1с	ТН 110 2с
Разъединитель линейный, трансформатор ный	РЛНД -2- 110/60 0	РЛНД -2- 110/60 0					
Разъединитель шинный	РЛНД -1- 110/60 0	РЛНД -1- 110/60 0	СР- 110 1с, СР110 2с РЛНД -1- 110/60 0	РЛНД-1- 110/600	РЛНД-1- 110/600	РЛНД-2- 110/600	РЛНД- 2- 110/60 0
Привод	ПРН- 110	ПРН- 110	ПРН- 110	ПРН-110	ПРН-220	ПРН-110	ПРН- 110
Выключатель	МКП- 110-М	МКП- 110-М	МКП- 110-М				
Привод	ШПЭ- 33	ШПЭ- 33	ШПЭ- 33				
Встроенные т/тока; Коэф. Тр-ции	ТВД М- 110; 300/5	ТВД М- 110; 300/5	ТВД М- 110; 200/5				
Трансформатор напряжения						НКФ-110	НКФ- 110
Разрядник, ОПН				ОПНП-П- 110/56/10/6 50 УХЛ1	ОПНП-П- 110/56/10/6 50 УХЛ1	ОПНП- 110/600/7 7-10-III УХЛ1	ОПНП - 110/60 0/77- 10-III УХЛ1
Конденсатор связи, Фильтр присоединения	КС (Ф.В); СМР- 55/√3; ФП (Ф.В)						
В/ч заградитель	ВЧЗ (Ф.В); ВЗ- 600А						

Таблица 1.3 – Параметры основного оборудования ПС Горький

ОРУ 35 Кв										
Наименование	ВЛ 35к В Т-20	ВЛ 35к В Т-26	СВ 35к В	ВЛ 35к В Т-69	ВЛ 35кВ Т-23	ВЛ 35к В Т-21	В 35 1Т	В 35 2Т	ТН 35 1с	ТН 35 2с
Разъединитель линейный, трансформаторный	РЛН Д-2-35/600	РЛН Д-2-35/600		РЛН Д-2-35/600	РЛН Д-2-35/600	РЛН Д-2-35/600	РЛНД-1-35/600	РЛН Д-1-35/600		
Привод	ПРН-3	ПРН-3		ПРН-3	ПРН-3	ПРН-3	ПРН-3	ПРН-3		
Разъединитель шинный	РЛН Д-1-35/600	РЛН Д-1-35/600	СР 35 1с, СР 35 2с	РЛН Д-1-35/600	РЛН Д-1-35/600	РЛН Д-1-35/600	РЛНД-1-35/600	РЛН Д-1-35/600	РЛНД-2-35/600	РЛНД-2-35/600
Выключатель	МК П-35/600	МК П-35/600	МК П-35/600	МК П-35/600	МКП - 35/600	С-35М-630	МКП-35/600	МК П-35/600		
Привод	ШП Э-33	ШП Э-33	ШП Э-33	ШП Э-33	ШП Э-33	ШП Э-12У	ШПЭ-33	ШП Э-33		
Встроенные т/тока; Коэф. Тр-ции	ТВД -35; 200/5	ТВД -35; 400/5	ТВ Д-35; 600/5	ТВД -35; 400/5	ТВД-35; 600/5	ТВ-35; 400/5	ТВД-35	ТВД -35		
Трансформатор напряжения									ЗНОМ-35 У1	ЗНОМ-35 У1
Разрядник, ОПН							ОПН-П-35/40,5/10/650 УХЛ1		ОПНп-35/600/40,5-10-III УХЛ1	ОПНп-35/600/40,5-10-III УХЛ1
Конденсатор связи, Фильтр присоединения					ф.А: СМК - 66/√3 - 0,004 CV1					

## 2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Схема ПС Горький имеет в своем составе 3 распределительных устройства 6 кВ, 35 кВ, 110 кВ. Для расчета токов КЗ на всех уровнях напряжения предварительно требуется выбрать силовые трансформаторы, соединяющие РУ 110 кВ с РУ 6-35 кВ. Для этого будет произведена проверка выбираемых силовых трансформаторов по коэффициенту загрузки.

### 2.1 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Перед производством расчета электрических нагрузок, следует задаться методом расчета. При многообразии выбора метода расчета и прогнозирования электрических нагрузок, руководствоваться, прежде всего, следует исходными параметрами.

В данной ВКР в качестве исходных данных потребления, используются данные контрольного замера, произведенного 21-го декабря 2022 года. Данные получены в ходе прохождения преддипломной практики на базе предприятия собственника по направлению ФГБОУ ВО «АМГУ».

Итак, имеется активная мощность потребления подстанции при известном номинальном напряжении и коэффициент мощности потребителей.

$$P_{Н.кз} = 49,5 \text{ МВт}$$

$$\cos\varphi = 0,93$$

Отметим, что параметры потребления актуальны на момент 28.12.2021, следовательно, целесообразно воспользоваться формулой сложных процентов. Прогнозирование будем осуществлять на 5-летнюю перспективу, учитывая, что сейчас 2021 год – до 2026 года.

Активная максимальная прогнозная мощность равна:

$$P_{\text{макс}} = P_{\text{н.кз}} \cdot (1 + 0,019)^{t_i - t_j} \quad (2.1)$$

где  $t_i$  - год снятия контрольного замера;

$t_j$  - прогнозный год.

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{макс}}}{K_{\text{макс}}} \quad (2.2)$$

где  $K_{\text{макс}}$  - коэффициент максимума (1,2).

$$Q_{\text{ср}} = P_{\text{ср}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (2.3)$$

где  $\text{tg}\varphi$  - коэффициент мощности нагрузки.

Итак, выполним расчет для ПС 110 кВ Горький:

$$P_{\text{макс}} = 49,5 \cdot (1 + 0,019)^{2026 - 2020} = 55,4 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср}} = \frac{55,4}{1,2} = 46,2 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср}} = 46,2 \cdot 0,4 = 18,48 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{макс}} = 55,4 \cdot 0,4 = 22,16 \text{ Мвар}$$

Далее определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку.треб}} = P_{\text{ср}} \cdot (\text{tg}\phi_{\text{нагр}} - \text{tg}\phi_{\text{норм}}) \quad (2.4)$$



где  $tg\phi_{норм}$  - предельный коэффициент мощности, определенный приказом Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. №380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической сети»;

$P_{cp}$  -средняя мощность, МВт.

$$Q_{ку.треб} = 46,2 \cdot (0,4 - 0,4) = 0 \text{ Мвар}$$

Следовательно компенсирующие устройства на шинах НН подстанций не требуются.

Нескомпенсированная мощность на шинах:

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{ку.треб} \tag{2.5}$$

$$Q_{неск} = 22,16 - 0 = 22,16 \text{ Мвар}$$

Расчетная нагрузка на шинах ВН, с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{неск} + Q_m)^2} \tag{2.6}$$

где  $\Delta P_m, \Delta Q_m$  - потери мощности в трансформаторах, МВт, Мвар.

$$S_p = \sqrt{(55,4 + 0,34)^2 + (22,16 + 3,98)^2} = 59,8 \text{ МВА}$$

Условие выбора мощности автотрансформатора имеет вид:

$$S_{mp} = \frac{S_p}{N \cdot K_3} \quad (2.7)$$

где  $K_3$  - нормативный коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным  $K_3 = 0,7$ ;

$S_{mp}$  - максимальное значение мощности, протекающей через автотрансформатор.

$$S_{mp} = \frac{59,8}{2 \cdot 0,7} = 42,71 \text{ MVA}$$

Выполним проверку трансформатора, уже установленного на ПС 110 кВ Горький. Его мощность составляет 40 МВА. Следует отметить, что значение коэффициента загрузки не должно выходить за пределы 0,5-0,7; в послеаварийном режиме (отключение одного трансформатора)- не должно быть больше 1,4.

$$K_3^{норм} = \frac{S_{TP}}{2 \cdot S_{ном.т}} \quad (2.8)$$

$$K_3^{норм} = \frac{59,8}{2 \cdot 40} = 0,75$$

$$K_3^{авар} = \frac{S_{TP}}{S_{ном.т}} \quad (2.9)$$

$$K_3^{авар} = \frac{59,8}{40} = 1,5$$

Установленные силовые трансформаторы не удовлетворяют требуемым

нормативным величинам коэффициентом загрузки. Проверим силовой трансформатор большей мощности, следующий в ряду типовых силовой трансформатор, мощностью 63 МВА.

$$K_3^{норм} = \frac{59,8}{2 \cdot 63} = 0,47$$

$$K_3^{аван} = \frac{59,8}{63} = 0,95$$

Таким образом, окончательно выбираем два новых силовых трансформатора производства ТОО «Уральский трансформаторный завод» (Россия) марки ТДТН 6300/110-35-6(10) У1.

Таблица 2.1 – Технические характеристики вновь выбранных трансформаторов

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДТН 63000/110-35-6(10) У1
Номинальная мощность, МВА	63
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	63
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	115
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	38,5
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	11
Напряжение КЗ ВН-СН, %	10,5
Напряжение КЗ ВН-НН, %	18
Напряжение КЗ СН-НН, %	7

## 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 3.1 Расчет симметричного короткого замыкания

Для расчета токов КЗ предварительно необходимо составить схему замещения. Для этого следует составить упрощенный граф ПС 110 кВ Горький. Данная схема представлена на рисунке 3.1. Представленная схема необходима для корректного отображения схемы замещения.

Необходимость расчета токов по отходящим ветвям 110 кВ вызвана дальнейшей необходимостью расчета дифференциальной защиты шин и оценки минимального и максимального токов при опробовании шин от различных присоединений.

Далее составим схему замещения прямой (обратной) последовательности, заменив элементы сети эквивалентными сопротивлениями. Полная схема замещения представлена на рисунке 3.2.

Исходные данные для расчета параметров приведены далее по тексту. Исключена подпитка от сети потребителя, так как доля двигательной нагрузки много меньше подпитки от системообразующей сети.

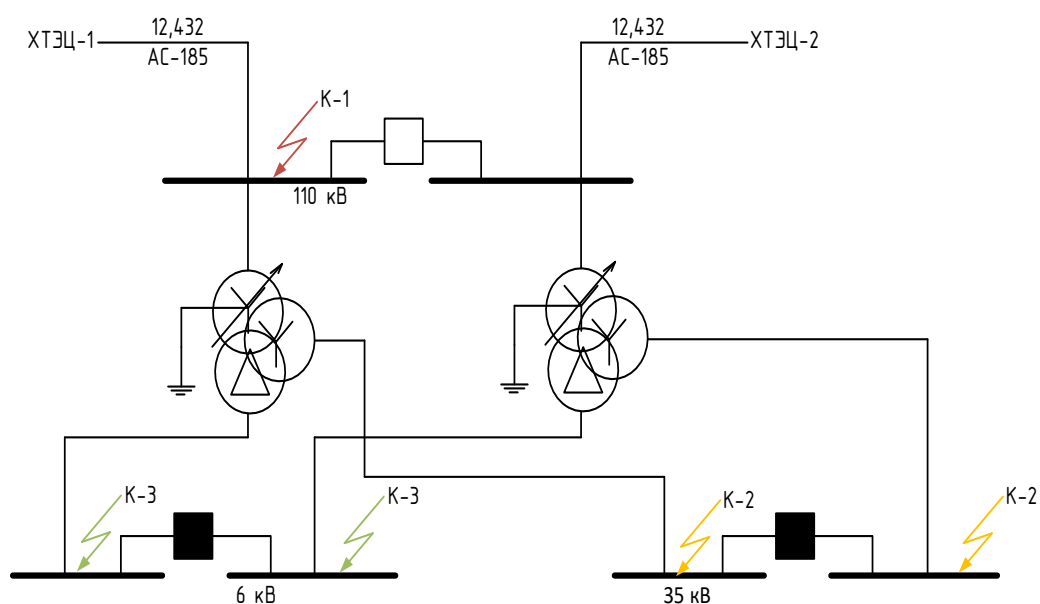


Рисунок 3.1 – Граф сети для расчета токов КЗ

Далее составим схему замещения прямой (обратной) последовательности, заменив элементы сети эквивалентными сопротивлениями. Полная схема замещения представлена на рисунке 3.2.

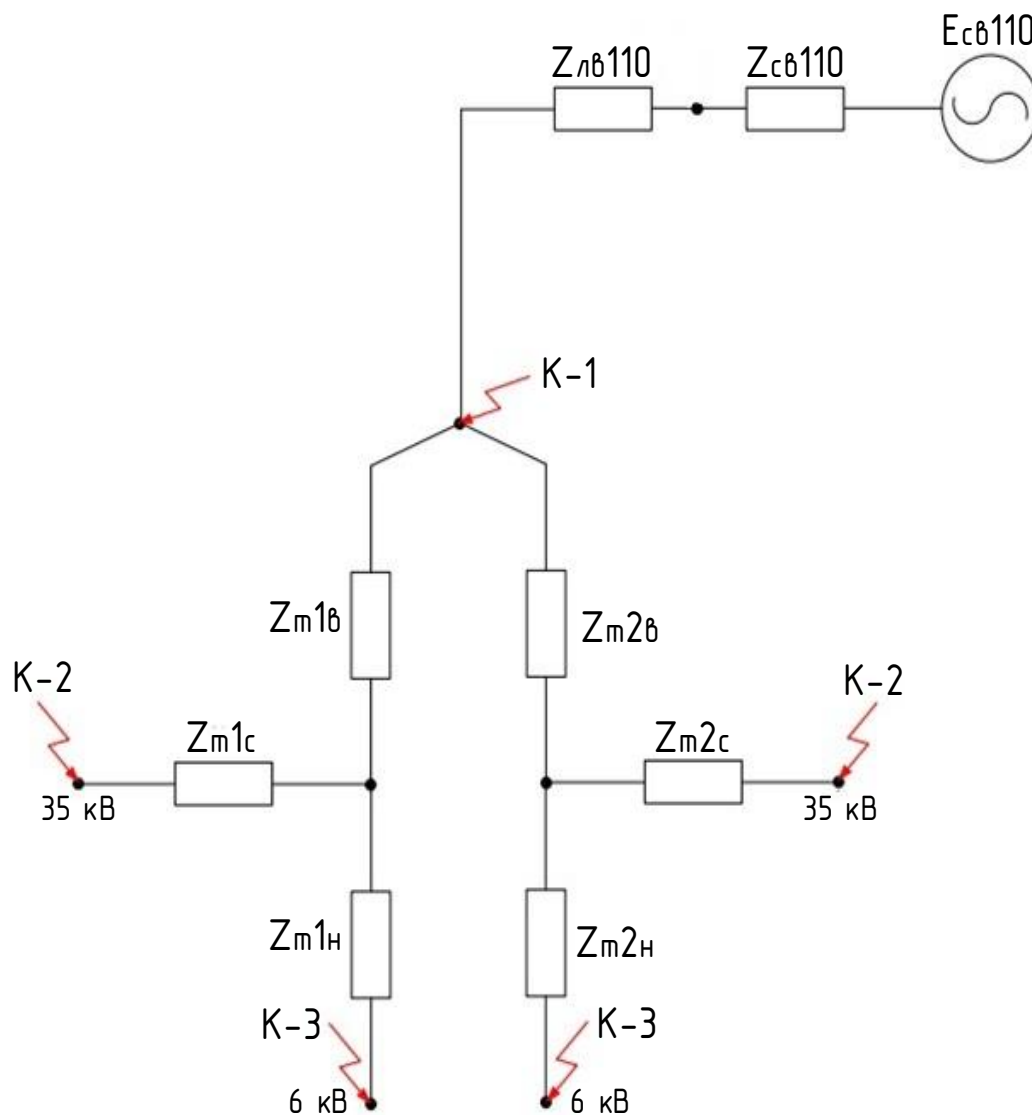


Рисунок 3.2 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности

В качестве исходных данных для расчета токов КЗ необходимы параметры проводов и длины ЛЭП, параметры силовых трансформаторов.

Данные по линиям приведены в таблице 3.1 Параметры силовых трансформаторов представлены в таблице 2.1.

Таблица 3.1 – Параметры ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Длина ЛЭП, км	X <sub>0</sub> , Ом	R <sub>0</sub> , Ом
1	2	3	4	5
ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1 – Горький №1	АС-185/24	12,432	0,348	0,091
ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1 – Горький №2	АС-185/24	12,432	0,322	0,074

На основании исходных данных выполним расчет сопротивлений элементов схемы:

– сопротивление системы, Ом:

$$Z_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}} \quad (3.1)$$

где  $U_{ном}$  - номинальное напряжение системы, кВ;

$I_{кз}$  - мощность КЗ системы, кА.

Сопротивление ВЛ, Ом:

$$Z_{вл} = z_0 \cdot L_{вл} \quad (3.2)$$

где  $z_0$  - удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$L_{вл}$  - протяженность ЛЭП, км.

Сопротивление трехобмоточного или автотрансформатора. Сначала определяются напряжения КЗ каждой обмотки, %:

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} + u_{кв-н\%}) \quad (3.3)$$

$$u_{кс\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} + u_{кв-н\%}) \quad (3.4)$$

$$u_{кн\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%}) \quad (3.5)$$

Далее определяем сопротивления каждой обмотки, Ом:

$$Z_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \quad (3.6)$$

где  $U_{ном}$  - номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{ном}$  - номинальная мощность трансформатора, МВА;

$u_{к\%}$  - напряжение КЗ, %.

Выполним расчет параметров для схемы замещения прямой последовательности. В качестве примера покажем расчет для одной ветви (Система 110 кВ, ЛЭП 110 кВ, трансформатор Т-1). Остальные параметры схемы замещения определяются аналогично, полный расчет приведен в приложении А.

Выполним расчет для Системы 1 (от ХТЭЦ-1):

$$I_{кз.с1} = 10,2 \text{ кА}$$

$$Z_{с110} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 10,2} = 6,23 \text{ Ом}$$

Значения для остальных параметров системы приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивления ЛЭП на примере ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1 – ПС Горький:

$$X_{л.1} = x_0 \cdot L_{вл} = 0,16 \cdot 12,432 = 1,99 \text{ Ом}$$

$$R_{л.1} = r_0 \cdot L_{эл} = 0,41 \cdot 12,432 = 5,1 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{л.1} = \sqrt{X_{л.1}^2 + R_{л.1}^2} = \sqrt{3,96 + 26,01} = 5,47 \text{ Ом}$$

Далее покажем расчет сопротивлений обмоток трансформатора на примере Т-1.

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} + u_{кв-н\%}) = \frac{1}{2} \cdot (18 + 10,5 - 7) = 10,75\%$$

$$u_{кс\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%} + u_{кв-н\%}) = \frac{1}{2} \cdot (7 + 10,5 - 18) = -0,25\%$$

$$u_{кн\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кв-н\%} + u_{кв-н\%} + u_{кв-с\%}) = \frac{1}{2} \cdot (7 + 18 - 10,5) = 7,25\%$$

$$Z_{m1.с} = \frac{u_{кв\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{63000} = 22,57 \text{ Ом}$$

$$Z_{m1.с} = \frac{u_{кв\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{38,5^2}{63000} = -0,059 \text{ Ом}$$

$$Z_{m1.н} = \frac{u_{кн\%}}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{7,25}{100} \cdot \frac{6,6^2}{63000 \cdot 0,5} = 0,1 \text{ Ом}$$

Далее в качестве примера покажем расчет тока КЗ для расчетной точки К1. Исходную схему замещения, изображенную на рисунке 3.2, приводим к виду, изображенному на рисунке 3.3, исключая возможность подпитки



междуфазного КЗ от сети 35-6 кВ.

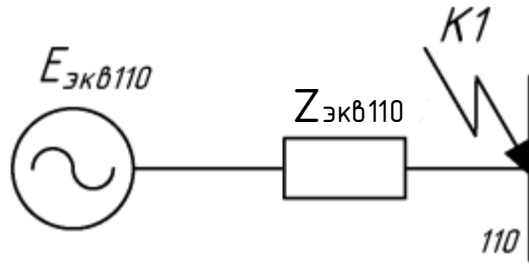


Рисунок 3.3 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Для данной схемы:

$$Z_1 = 6,23 + 5,47 = 11,70 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 6,23 + 5,47 = 11,70 \text{ Ом}$$

$$Z_3 = \frac{1}{\frac{1}{11,7} + \frac{1}{11,7}} = 5,85 \text{ Ом}$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 3.3.

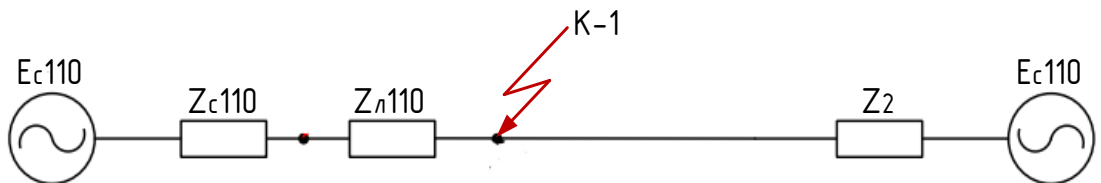


Рисунок 3.4 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Значение эквивалентных сопротивлений для остальных точек КЗ

рассчитаны аналогично. Далее осуществляется расчет трехфазного КЗ. Выполним расчет тока для точки К1. Рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{1.n} = \frac{E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{сумм}} \quad (3.7)$$

где  $E_{ном}$  - номинальное ЭДС, кВ;

$Z_{сумм}$  - суммарное значение сопротивления для расчетной точки КЗ, Ом.

$$I_{1.n} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 5,85} = 10,87 \text{ кА}$$

### 3.2 Расчет несимметричного короткого замыкания

Составим также схему замещения нулевой последовательности для расчета токов КЗ на землю в сети с заземленной нейтралью. Схема замещения нулевой последовательности включает в себя обмотки силовых трансформаторов, соединенных в треугольник.

$$I_{0.n} = \frac{3 \cdot E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot Z_{экв1} + Z_{0экв})} = 10,62$$

где  $E_{ном}$  – номинальное значение ЭДС, кВ

$Z_{экв1}$  – суммарное значение сопротивления прямой последовательности для расчетной точки КЗ, Ом;

$Z_{0экв}$  – суммарное значение сопротивления нулевой последовательности для расчетной точки КЗ, Ом.

$$I_{0.n} = \frac{3 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 22,7 + 11,54)} = 5,79 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка	Ток 3ф КЗ, кА	Ток 2ф КЗ, кА	Ток 1ф КЗ, кА
1	2	3	4
К-1	5,675	4,915	5,79
К-2	9,02	7,81	-
К-3	13,88	12,02	-

### 3.3 Расчет токов для выбора и проверки оборудования

В процессе выбора нового оборудования и проверки уже существующего необходимо выполнить расчет на его устойчивость токам КЗ в момент возникновения аварии.

Из рассчитанных в п.3.1 токов выбираем наибольшие в расчетных точках для дальнейшего рассмотрения.

Расчет покажем для примера в расчетной точке К-1 – шины 110 кВ рассматриваемой подстанции. Наибольшим током здесь является периодическая составляющая тока 3-фазного КЗ. В первую очередь, выполним расчет ударного тока КЗ.

$$I_{i,y0} = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i,n} \quad (3.8)$$

где  $k_{y0}$  - ударный коэффициент. Допускается принять из справочных данных. Для каждого класса напряжения.

$I_{i,n}$  - периодическая составляющая расчетного вида КЗ, кА.

$$I_{i,y0} = 1,717 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,675 = 13,78 \text{ кА}$$

Рассчитываем апериодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{1.a} = \sqrt{2} \cdot I_{1.n} \quad (3.9)$$

$$I_{1.a} = \sqrt{2} \cdot 5,675 = 8,03 \text{ кА}$$

Аналогично выполняется расчет для остальных расчетных точек. Результаты расчета сведем в таблицу 3.3.

Таблица 3.2 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка	Расчетный вид КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	Апериодическая составляющая тока КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
К-1 (110 кВ)	3-фазное	5,675	8,03	13,78
К-2 (35 кВ)	3-фазное	9,02	12,76	21,9
К-4 (6 кВ)	3-фазное	13,88	19,63	33,7

Далее произведем расчет расчёт наибольших токов по присоединениям для оценки правильности работы оборудования в номинальном режиме загрузки. Рассчитаем наибольший рабочий ток через силовые трансформаторы Т-1 и Т-2.

$$I_{\text{раб.т1.с}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.т1.с}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 944 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.т1.в}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 5773 \text{ А}$$

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

По итогам расчетов, произведенных в предыдущей главе, необходимо произвести выбор и проверку оборудования ПС 110 кВ Горький, входящего в объем комплексной реконструкции:

- выбор и проверка оборудования РУ 110 кВ;
- выбор и проверка оборудования РУ 35 кВ;
- выбор и проверка оборудования РУ 6 кВ.

Прежде всего, необходимо разработать конструктивное исполнение и типы схем на сторонах распределительных устройств, согласно НТД.

### **4.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения распределительных устройств**

Комплексная реконструкция подстанции подразумевает полную замену оборудования каждого из распределительных устройств. Кроме того, необходимость замены оборудования подробно обоснована в главе 1 настоящей ВКР. Согласно современным требованиям надежности, качества и безопасной эксплуатации оборудования, на напряжении 110 кВ распределительное устройство принимается к исполнению в виде ОРУ.

На средних и низких уровнях напряжений принято устанавливать комплектные распределительные устройства типа КРУН что является экономически и технически целесообразным для классов напряжений 6-35 кВ.

Таким образом, на напряжении 35 кВ принимается к установке КРУН типа К-405 производства Чебоксарского электромеханического завода (ЧЭМЗ). На напряжении 6 кВ – КРУН типа К-59 производства АО «Самара-Электроцит». Все КРУН включают в себя полный набор первичного и вторичного оборудования, подлежащего дальнейшей проверке. Техническое описание ячеек КРУН К-405 и К-59 представлено в таблицах 4.2 и 4.3 соответственно.

Таблица 4.1 – Основные параметры КРУН К-405

Параметры	Оборудование
1	2
Вакуумные выключатели	ВВС-35-25-П/630 У2
Трансформаторы тока	ТОЛ-35Б-П У2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 У2
Ограничитель перенапряжения	ОПНп-35/40/10/760

Таблица 4.2 – Основные параметры КРУН К-59

Параметры	Оборудование
1	2
Вакуумные выключатели	ВВУ-СЭЦ-Э-10-31,5/3150У2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10 У2
Ограничитель перенапряжения	ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1

## 4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

Определяющим при проектировании электрической части подстанций, является выбор главной схемы, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

При выборе главной схемы электрических соединений объекта следует руководствоваться следующими факторами:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений.

Для ПС Горький требуется выбрать однолинейную схему для ОРУ 110 кВ. Исходя из количества присоединений и требований к надежности, принимаем схему №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и

ремонтной перемычкой со стороны линий». Выбранная схема изображена на рисунке 4.1.

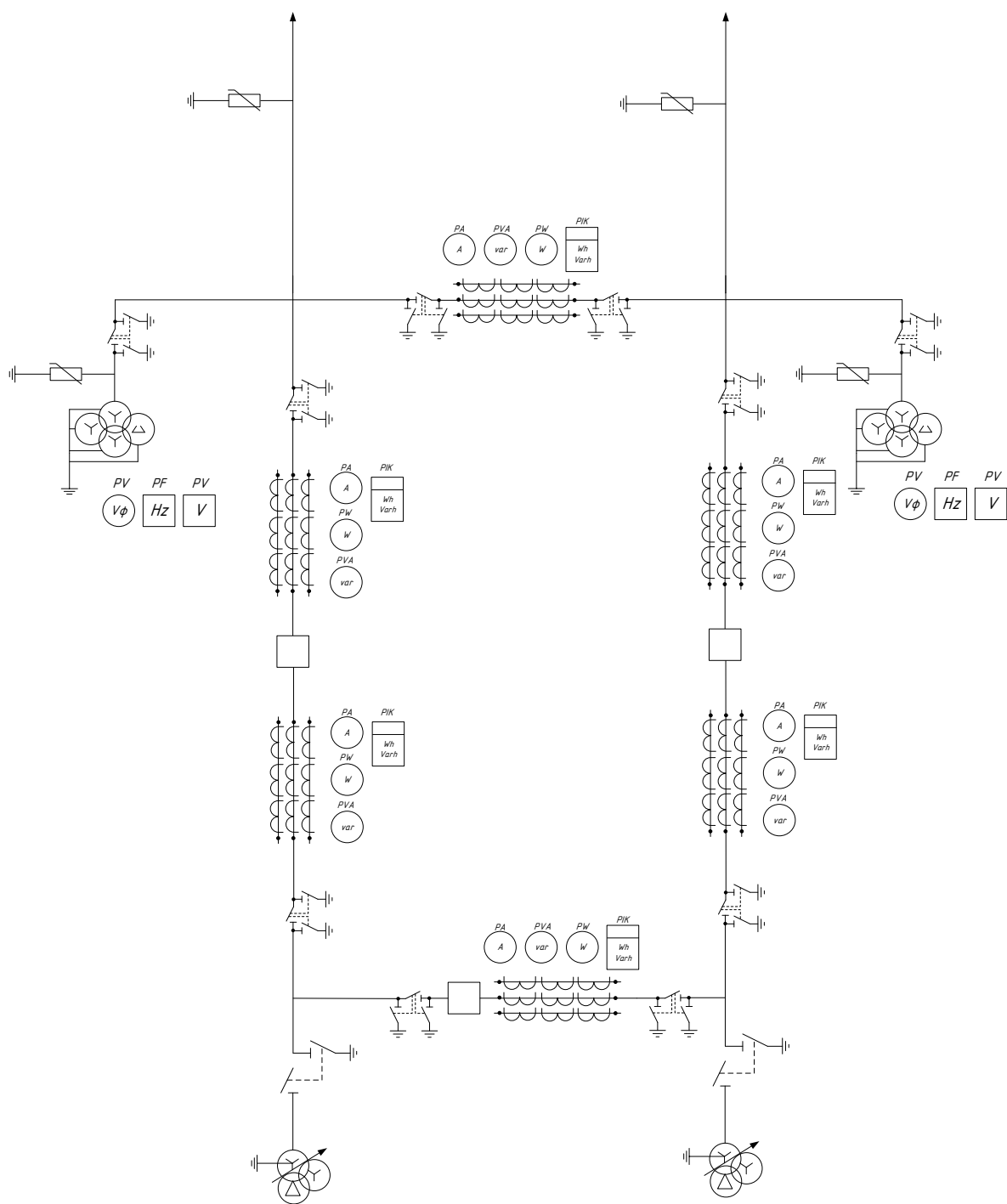


Рисунок 4.1 – Однолинейная схема ОРУ 110 кВ

Согласно действующей нормативно-технической документации, указанной выше на стороне 35 кВ выбрана схема 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин». Причина добавления выключателей в линейные ячейки – перспектива развития подстанции.

Согласно действующей нормативно-технической документации, на стороне 6 кВ принята наиболее простая и надежная схема – 10-1 «Одна, секционированная выключателями система шин». Схема рассчитана на множество присоединений, отключение в ремонт линии происходит посредством отключения выключателя линии. Секционирование производится посредством секционного выключателя. В нормальном режиме секционный выключатель отключен. При отключении ввода посредством РЗА включается секционный выключатель, и питание потребителей обесточенной ранее секции шин продолжается от оставшегося в работе силового трансформатора.

Схемы представлены далее на рисунках 4.2 и 4.3.

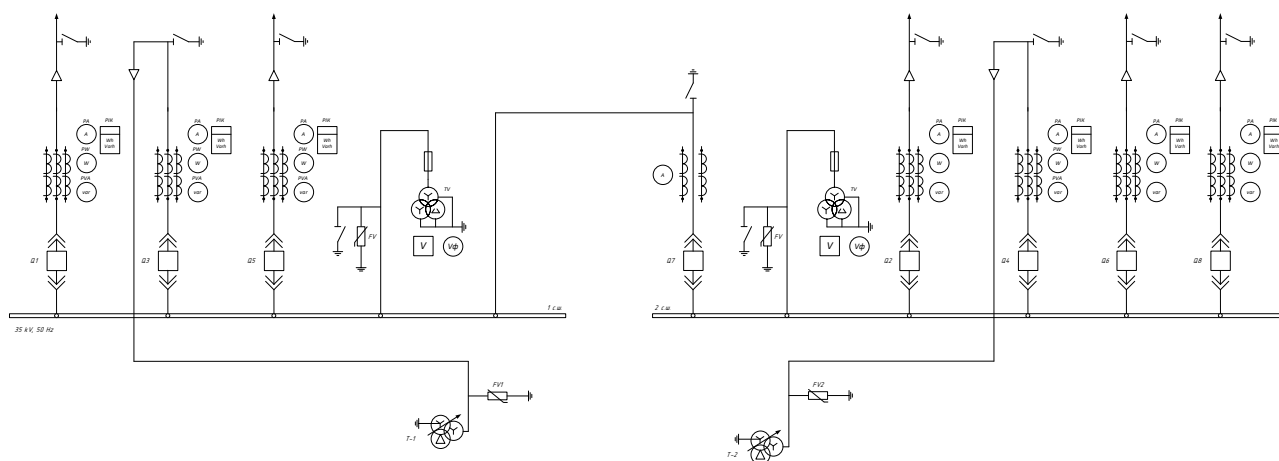


Рисунок 4.2 – Однолинейная схема КРУН 35 кВ



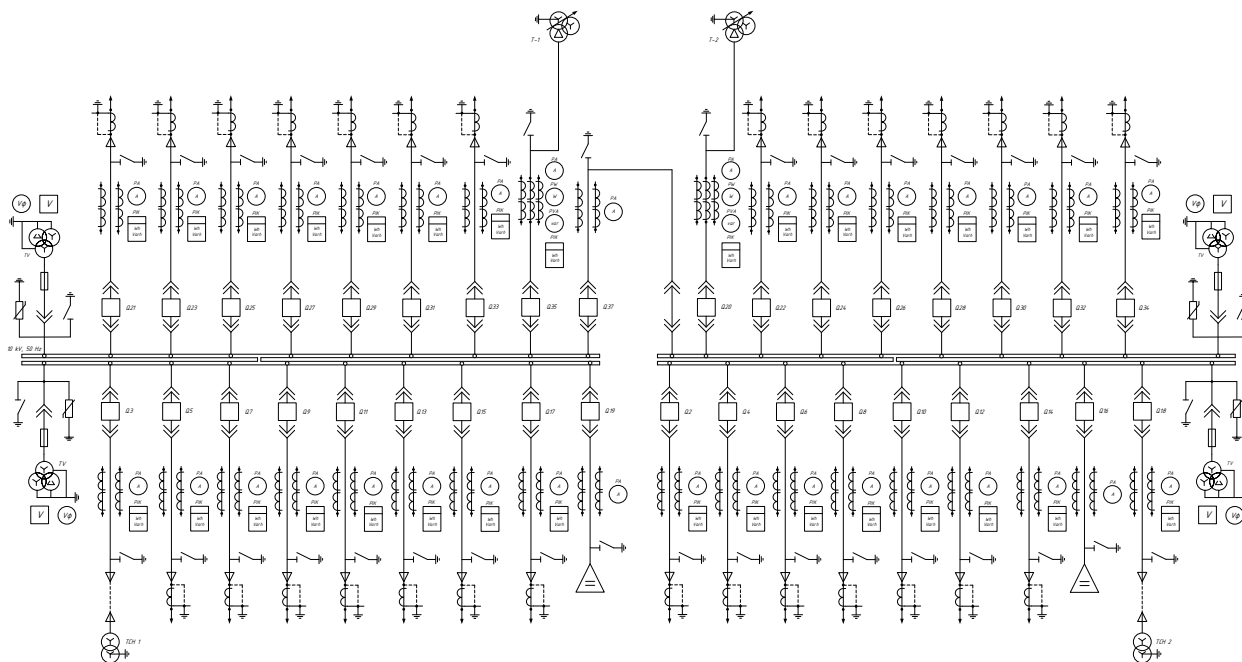


Рисунок 4.3 – Однолинейная схема КРУН 6 кВ

### 4.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Шинные конструкции на подстанции представляют собой совокупность жесткой и гибкой ошиновки. На открытой части подстанции отсутствуют элементы жестких шин. Гибкая ошиновка представляет собой набор проводов марки АС, которые соединяют первичное оборудование, с силовыми трансформаторами. Помимо этого, часть гибкой ошиновки пролегает по открытой части распределительного устройства от силовых трансформаторов к зданию КРУЭ.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание, чего нельзя допустить.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между

соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 185/24, допустимый ток которых  $I_{доп} = 520$  А [1].

Проверка шин на сжестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА [9].

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (4.1)$$

где  $E_0$  - максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (4.2)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m=0,82$ );

$r_0$  - радиус провода;

$E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (4.3)$$

где  $D_{cp}$  - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,192}}\right) = 31,65 \text{ кВ/см,}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,192 \cdot \lg \frac{300}{1,192}} = 13,615 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем по условию:

$$1,07E \leq 0,9E_0$$

$$1,07 \cdot 13,615 \leq 0,9 \cdot 31,65$$

$$14,57 \leq 28,485$$

Таким образом, гибкая ошиновка принята в виде АС-185/24.

#### 4.4 Выбор и проверка выключателей

Выбор выключателей производится по значению номинального напряжения. Проверку следует производить по термической устойчивости. Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для определенного момента времени. Помимо этого,

производится проверка по динамической стойкости, сравнивая значение завода со значением ударного тока КЗ.

Итак, проверку по термической стойкости производят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (4.4)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для второй и третьей ступеней селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{отклвыкл}, \quad (4.5)$$

где  $t_{рз}$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, в данном случае принимаем максимальную выдержку времени ступени, обеспечивая дальнейшее резервирование – 5 с.

Проверку по способности отключения апериодической составляющей тока КЗ производят по следующей формуле:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (4.6)$$

где  $\beta_n$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе.

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток.

Проверке подлежит выключатель ВГТ-110П-40/3150У1. Для данного выключателя ток отключения составляет 40 кА, доля апериодической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,055 с. Выполним расчеты согласно формул 4.4.1 – 4.4.3.

$$t_{откл} = 5 + 0,055 = 5,055 \text{ с}$$

$$B_k = 5,675^2 (5,055 + 0,02) = 163,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 40 = 25,46 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВГТ-110П-40/3150У1 представлено в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Сравнение каталожных и расчетных данных для В 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	126	110
Номинальный ток, А	2000	316
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	6,675
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	25,46	8,03
Ток термической стойкости, кА	40	5,675
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	3200	163,47
Ток динамической стойкости, кА	102	13,78

Таким образом, выключатель ВГТ-110П-40/3150У1 удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в ОРУ. Выключатели состоят из трех полюсов (колонн), установленных на общей раме и управляемых одним пружинным приводом ППрМ. Конструкция

взрывобезопасного исполнения.

В составе КРУН 35 кВ К-405 проверке подлежит выключатель ВВУ-35-25/630-1600 У2. Для данного выключателя ток отключения составляет 25 кА, доля апериодической составляющей – 35%, полное время отключения – 0,1 с.

Выполним расчеты, согласно формул 4.4-4.6.

$$t_{откл} = 5 + 0,1 = 5,1 \text{ с}$$

$$B_k = 9,02^2 (5,1 + 0,02) = 416,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{35}{100} \cdot 25 = 12,87 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВВУ-35-25/630-1600 У2 представлено в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Сравнение каталожных и расчетных данных для В 35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	1600	944
Номинальный ток включения/отключения, кА	25	9,02
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	12,87	12,76
Ток термической стойкости, кА	25	9,02
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	3200	416,57
Ток динамической стойкости, кА	80	21,9

Таким образом, выключатель ВВУ-35-25/630-1600 У2 удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в выбранное КРУН К-405. Выключатель управляется электромагнитным приводом ПЭМУ-

500 или пружинным приводом ППрС-500.

В составе КРУН 6 кВ К-59 проверке подлежит выключатель ЗАНЗ 078-7, производителем является SIEMENS. Для данного выключателя ток отключения составляет 63 кА, доля апериодической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,09 с.

Выполним расчеты, согласно формул 4.4-4.6.

$$t_{откл} = 5 + 0,09 = 5,09 \text{ с}$$

$$B_k = 13,88^2 (5,09 + 0,02) = 984,46 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 31,5 = 19,9 \text{ кА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ЗАНЗ 078-7 представлено в таблице 4.5

Таблица 4.5 – Сравнение каталожных и расчетных данных для В 6 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	6	6
Номинальный ток, А	6300	5773
Номинальный ток включения/отключения, кА	63	13,88
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	19,9	19,63
Ток термической стойкости, кА	31,5	13,88
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	2050	984,46
Ток динамической стойкости, кА	81	33,7

Таким образом, выключатель ЗАНЗ 078-7 удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в выбранное

КРУН К-59. Привод выключателя по заказу может быть установлен или электромагнитный, который преобразует электромагнитную энергию магнитной системы в кинетическую энергию, или пружинно-моторный, использующий энергию предварительно взведенной пружины.

#### 4.5 Выбор и проверка разъединителей

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой.

Что касается разъединителей и заземлителей КРУЭ, они поставляются совместно с ячейками и не подлежат проверке на электродинамическую стойкость, поскольку выключатели прошли данную проверку.

В ОРУ 110 кВ проверке подлежит разъединитель РДЗ-110/1000 УХЛ1. Разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа РДЗ-110/1000 УХЛ1 и РДЗ-110/2000 УХЛ1 предназначены для коммутации электрической цепи без тока или с незначительным током находящихся под напряжением до 110 кВ, а также заземления отключённых участков при помощи заземлителей. Разъединитель управляется ручным приводом типа ПРГ-2Б или двигательным приводом ПДГ-5.

Таблица 4.6 – Сравнение каталожных и расчетных данных для Р 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	1000	316
Ток термической стойкости, кА	31,5	5,675
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	992	163,47
Ток электродинамической стойкости, кА	80	13,78

Общие признаки разъединителей и заземлителей:

- 1) Три фазы одной ячейки имеют надежное механическое соединение



через тягу привода вне корпуса, поэтому все три фазы приводятся в движение одним приводом.

2) Контакты вспомогательного переключателя и указатель коммутационного положения надежно соединены механически непосредственно с приводным валом.

3) В разъединителях и рабочих заземлителях используются отдельные, но одинаковые приводы.

4) Возможно аварийное включение/отключение вручную.

#### **4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока**

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно точнее к рабочему току уставки, так как недогрузка первичной обмотки трансформатора приводит к увеличению погрешности.

Для выбора трансформатора тока нужно найти нагрузку вторичной обмотки.

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (4.7)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$  - номинально допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей мало, так что принимаем равенство  $Z_2 \approx R_2$ .

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{приб}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $R_k$ :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k \quad (4.8)$$

Нужно определить число и тип измерительных приборов. Минимальные

сечения которых должны быть 2,5 мм<sup>2</sup> для меди, а максимальные сечения, соответственно 6 мм<sup>2</sup>. Затем находится сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, учитывая, что  $Z_{\text{пров}}=R_{\text{пров}}$ . Состав вторичной нагрузки трансформаторов тока приведен в таблице 4.6

Таблица 4.7 – Вторичная нагрузка ТТ

Прибор 1	Кол-во 2	Тип 3	Нагрузка по фазам, ВА		
			4	5	6
Ввода 110 кВ тр-ров					
Амперметр	2	ЦП8501/10	1	1	1
Ваттметр	2	ЦП8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный		СЕ 304	1	1	1
Линии 110 кВ					
Амперметр	2	ЦП8501/10	1	1	1
Ваттметр	2	ЦП8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1	1	1
Итого	-	-	4,8	4,8	4,8
Ввода 35 кВ тр-ров					
Амперметр	2	ЦП8501/10	1	1	1
Ваттметр	2	ЦП8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1	1	1
Линии 35 кВ					
Амперметр	5	ЦП8501/10	2,5	2,5	2,5
Ваттметр	5	ЦП8506/120	0,5	0,5	0,5
Варметр	5	ЦП8506/120	0,5	0,5	0,5
Счетчик комплексный	5	СЕ 304	2,5	2,5	2,5
Итого	-	-	8,4	8,4	8,4

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5	6
Ввода 6 кВ тр-ров					
Амперметр	2	ЦП8501/10	1	1	1
Ваттметр	2	ЦП8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1	1	1
Линии 6 кВ					
Амперметр	28	ЦП8501/10	14	14	14
Ваттметр	28	ЦП8506/120	2,8	2,8	2,8
Варметр	28	ЦП8506/120	2,8	2,8	2,8
Счетчик комплексный	28	СЕ 304	14	14	14
Итого	-	-	36	36	36

Для обеспечения установленного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \Sigma(Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_{К}) \quad (4.9)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{к} \quad (4.10)$$

$$r_{пр} = z_{2НОМ} - r_{приб} - r_{к} \quad (4.11)$$

где  $r_{пр}$  – сопротивление проводов;

$r_{2НОМ} = 20$  Ом – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{приб}$  – суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на ВН.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2Н}^2} \quad (4.12)$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_k = 0,05$  Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (4.13)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, зависящая от напряжения;

$\rho = 0,0175$  удельное сопротивление материала (меди).

Сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}} \quad (4.14)$$

Проведем расчет для стороны 110 кВ:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{4,8}{5^2} = 0,192 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 0,192 - 0,05 = 19,758 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 750}{19,758} = 0,66 \text{ мм}^2$$

Примем сечение кабеля: КВВГ 5х1,5. Находим сопротивление провода:

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 750}{1,5} = 8,75 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 0,192 + 8,75 + 0,05 = 8,99 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока представлено в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток первичной обмотки, кА	100-2000	316
Односекундный ток термической стойкости, кА	31,5	5,675
Пик номинального кратковременного выдерживаемого тока, кА	125	13,78
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	30	8,99

Таким образом, к установке принимается трансформатор тока ТОЛ-110 УХЛ1 в ОРУ 110 кВ.

Проведем расчет для стороны 35 кВ:

$$r_{приб} = \frac{8,4}{5^2} = 0,336 \text{ Ом}$$

$$r_{np} = 20 - 0,336 - 0,05 = 19,614 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 600}{19,614} = 0,54 \text{ мм}^2$$

Примем сечение кабеля: КВВГ 5x1,5. Находим сопротивление провода:

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 600}{1,5} = 7 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 0,336 + 7 + 0,05 = 7,386 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока представлено в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток первичной обмотки, кА	500-1500	944
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	9,02
Пик номинального кратковременного выдерживаемого тока, кА	80	21,9
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,386

Таким образом, к установке принимается трансформатор тока ТОЛ-35Б-П У2 в КРУН К-405 35 кВ.

Проведем расчет для стороны 6 кВ:

$$r_{приб} = \frac{36}{5^2} = 1,44 \text{ Ом}$$

$$r_{np} = 20 - 1,44 - 0,05 = 18,51 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 40}{18,51} = 0,038 \text{ мм}^2$$

Примем сечение кабеля: КВВГ 5х1,5. Находим сопротивление провода:

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 40}{1,5} = 0,47 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 1,44 + 0,47 + 0,05 = 1,96 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока представлено в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 6 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток первичной обмотки, кА	3000	5773
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	13,88
Пик номинального кратковременного выдерживаемого тока, кА	50	33,7
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	1,96

Таким образом, к установке принимается трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 У2 в КРУН К-59 6 кВ.

#### 4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению трансформатора;
- по конструкции схеме соединений;
- по вторичной нагрузке;

- по классу точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов продемонстрирована в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Кол-во	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
Шины 110 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Итого	-	-	26
Шины 35 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Итого	-	-	26
Шины 6 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Итого	-	-	26

Выполним проверку для трансформаторов напряжения в ОРУ 110 кВ НАМИ-110 УХЛ1. Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 110 кВ.

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (4.15)$$



$$S_p = \sqrt{26^2 + (26 \cdot 0,65)^2} = 31 \text{ ВА}$$

Рассчитаем наибольшее рабочее напряжение на шинах ПС 110 кВ Горький:

$$U_{НРН}^{110} = 1,15 \cdot 110 = 126$$

$$U_{НРН}^{35} = 1,15 \cdot 35 = 40$$

$$U_{НРН}^6 = 1,15 \cdot 6 = 6,9$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов напряжения НАМИ-110 УХЛ1 представлено в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Сравнение расчетных и каталожных данных для ТН 110 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	110	110
Предельная мощность ТН, ВА	2000	31

Таким образом, к установке принимаются трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1 в ОРУ 110 кВ.

В таблице 4.13 представлено сравнение расчетных и каталожных данных для трансформатора напряжения НАМИ-35 У2 в КРУН К-405.

Таблица 4.13 – Сравнение расчетных и каталожных данных для ТН 35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	40,5
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	35	35
Предельная мощность ТН, ВА	2000	31

Таким образом, к установке принимаются трансформаторы напряжения НАМИ-35 У2 в КРУН К-405 35 кВ.

В таблице 4.14 представлено сравнение расчетных и каталожных данных для трансформатора напряжения НАМИ-6 У2 в КРУН К-59.

Таблица 4.14 – Сравнение расчетных и каталожных данных для ТН 6 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2	6,9
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	6	6
Предельная мощность ТН, ВА	1000	31

Таким образом, к установке принимаются трансформаторы напряжения НАМИ-6 У2 в КРУН К-59 6 кВ.

#### **4.8 Характеристика сборных шин и изоляторов КРУ**

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией представляет собой однополюсное, пофазное секционирование КРУ заводской готовности с вакуумными выключателями.

Все части герметично защищены и изолированы от контакта с токоведущими частями благодаря перекрытию металлическим заземленным корпусом. Герметичная система, которая находится под давлением, соответствует нормам утечки МЭК №60694. Утечка элегаза составляет

меньше чем 0,1% в год.

Элегаз выступает в качестве изоляционной среды, а не среды, служащей для гашения дуги. Изоляционные расстояния достигаются только за счёт использования элегаза без применения других изоляционных материалов. Степень защиты первичных цепей – IP65. Секционирование достигается благодаря использованию литых корпусов, сделанных из коррозионностойкого алюминия.

Установка силового выключателя в ячейке производится так, чтобы все эксплуатационные и ремонтные работы могли проводиться в самые короткие сроки. При таких работах сборные шины могут находиться в эксплуатации без всяких ограничений или отключений. В каждой отдельной секции имеются свои собственные предохранительные мембраны. Они в случае возникновения внутренней дуги предотвращают возникновение контролируемого разрыва корпуса КРУ и направлено отводят горячие газы, которые находятся под высоким давлением. Разрывные предохранительные мембраны работают по такому принципу: при возникновении аварийных режимов с нарастанием давления выше предельно допустимых значений мембрана перерезается скрещенными ножами, находящимися в корпусе. При том разница в давлении, допускаемым корпусом  $\approx 10000$  hPa, и давлении срабатывания ножей  $\approx 3600$  hPa имеет большой запас надежности.

В случае возникновения дуги вероятность пожара уменьшается благодаря использованию пластиковых изоляторов.

Все три полюса одной ячейки находятся на одном уровне друг за другом. При этом корпуса отдельных полюсов, куда встраиваются вакуумные камеры силового выключателя, находятся в вертикальном положении. Над ними находятся корпуса отсеков разъединителя и системы сборных шин. Отсеки силового выключателя и сборных шин изолированы друг от друга газо-изолирующей перегородкой. Под отсеком силового выключателя находится отсек для проведения кабельных подключений. Эти отсеки составляют один газовый объем, который монтируется на несущей раме. На раме размещаются

все три полюса. Лицевая панель представляет собой привод выключателя и трехпозиционного разъединителя-заземлителя с установленным наверху низковольтным шкафом.

Отсеки изготовлены из коррозионностойкого алюминия и смонтированы в один корпус с помощью уплотнительных колец, установленных между отдельными отсеками. Корпуса являются несущей конструкцией для частей, находящихся под напряжением. Номинальное избыточное давление элегаза внутри корпусов составляет от 500 до 1200 hPa, по отношению к атмосферному давлению при 20 ° С (в зависимости от номинального напряжения и номинальных токов). Контроль давления осуществляется манометрами с сигнальным контактом.

#### **4.9 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд**

Наиболее важными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные связи, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система связи и телемеханики, система пожаротушения.

Для повышения надежности все двухтрансформаторные ПС35/750 кВ должны иметь два ТСН, по одному на каждую секцию.

При выборе ТСН руководствуются нормами «Технического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ», Пункт № 6. 1. Собственные нужды.

Мощность потребителей собственных нужд мала, поэтому они присоединены к сети 380/220 В, которая питается от понижающих трансформаторов. В случае ПС Горький трансформаторы собственных нужд питаются от шин 6 кВ.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции. Требуемая мощность трансформаторов собственных нужд приведена в таблице 4.14.

Таблица 4.15 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Вид	cos	Р <sub>уст</sub> , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение тр-ров	0,73	7,5	5,9
Освещение и вентиляция	1	7	
Подогрев РУ	1	9,8	
Освещение	1	10	
Насосная	1	22,8	
Отопление и освещение ОПУ	1	100	
Отопление и освещение ДП	1	80	
Прочее	1	44	
Итого	-	281,1	5,9

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8 \quad (4.15)$$

$$S_{рас} = \sqrt{281,1^2 + 5,9^2} \cdot 0,8 = 225 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора собственных нужд ТМГ-250/10/0,4. Проведем проверку ТСН по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_3^{норм} = \frac{225}{2 \cdot 250} = 0,45$$

$$K_3^{авар} = \frac{225}{250} = 0,9$$

Подобранные трансформаторы удовлетворяют по перегрузочной способности. К установке принимаются ТМГ-250/6/0,4

## 5 ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

### 5.1 Общие положения

В процессе эксплуатации электрооборудования возможно повышение напряжения сверх наибольшего рабочего (грозовые и коммутационные перенапряжения).

Источником появления внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной этому служат аварийные и нормальные коммутации, которые сопровождаются резонансными явлениями или колебательными процессами. Значение внутреннего перенапряжения зависит от параметров электроустановки и коммутации и обладают статистическим характером.

Грозовые же перенапряжения возникают вследствие удара молнии в электроустановку или рядом с ней в землю. Грозовые перенапряжения также как и внутренние являются статистической величиной. Удары молний могут оказывать разрушающее воздействие или вызывать нарушения в работе электроустановок, расположенных в нескольких километрах от фактического места удара молнии. Во время грозы кабели могут передавать напряжения, вызываемые ударом молнии, на электроустановки расположенные внутри зданий.

Открытые распределительные устройства защищаются стержневыми молниеотводами. Гибкие связи большой протяженности и шинные мосты защищаются тросовыми молниеотводами.

Так как ОРУ обычно защищаются несколькими молниеотводами, внешняя защита определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители, предназначенные для отвода тока молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. От стоек конструкций ОРУ 35 кВ и выше с молниеотводами должно быть обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в двух направлениях с углом не менее

90° между соседними. Кроме того, должно быть установлено не менее одного вертикального электрода длиной 3-5 м на каждом направлении, на расстоянии не менее длины электрода от места присоединения к магистрали заземления стойки с молниеотводом.

## 5.2 Расчет заземлителя подстанции

В соответствии и требованиями нормативно-технической документации в качестве материала для заземлителя будет использоваться стальной оцинкованный прокат. Заземляющее устройство ПС представляет собой сетку из оцинкованных стальных полос обладающих сечением 40x4 мм, находящуюся на глубине 0,7 м и вертикальные стальные заземлители.

При проектировании заземления главным является допустимое сопротивление растеканию. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 0,5 Ом с учетом сопротивления искусственных и естественных заземлителей.

$K_c = 1,4$  - удельное эквивалентное сопротивление грунта при средней влажности грунта.

$$\rho_3 = \rho_{изм} \cdot K_c \quad (5.1)$$

$$\rho_3 = 100 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Заземлитель опоры представляет собой два горизонтальных луча и три вертикальных электрода длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов:

$$R_r = \left( \frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \left( \ln \left( \frac{1,5l}{\sqrt{h_3 d}} \right) \right) \quad (5.2)$$

$$R_{\Gamma} = \left( \frac{140}{3.14 \cdot 5} \right) \left( \ln \left( \frac{1.5 \cdot 5}{\sqrt{0.7 \cdot 0.02}} \right) \right) = 37 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_s}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)} \quad (5.3)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3.14 \cdot 5} \cdot \ln \frac{4 \cdot 5(2 \cdot 0.7 + 5)}{0.02(4 \cdot 0.7 + 5)} = 30 \text{ Ом}$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле:

$$R_M = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{n_B R_{\Gamma} + n_{\Gamma} R_B} \quad (5.4)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6,5 \text{ Ом.}$$

Также рассчитаем контур сетки заземлителя, который располагается за границей оборудования в 1,5 м. Размеры ПС 69,5x32 м

Площадь заземлителя составляет:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5)(B + 2 \cdot 1,5) \quad (5.5)$$

$$S = (69,5 + 2 \cdot 1,5)(32 + 2 \cdot 1,5) = 2537 \text{ м}^2$$

Расстояние между полосками сетки принимаем равным 5 м согласно нормативам. Следовательно общая длина полос в сетке составляет:



$$L_r = (A + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right) \quad (5.6)$$

$$L_r = (69,5 + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{69,5 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (32 + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{32 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 1296 \text{ м}^2$$

Длина горизонтальных полос при учёте площади ПС составляет со стороны  $\sqrt{S}$ .

При этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (5.7)$$

$$m = \frac{1296}{2 \cdot \sqrt{2537}} = 12,87$$

Принимаем  $m = 13$ .

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} (m + 1) \quad (5.8)$$

$$L = 2\sqrt{2537} (13 + 1) = 1410,3 \text{ м}^2$$

Определяем кол-во вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a} \quad (5.9)$$

$$n_B = \frac{4\sqrt{2537}}{5} = 40,3$$

Принимаем  $n_B = 40$ .

При большой густоте сетки заземлителя, что свойственно для современных ПС, R практически не зависит от глубины укладки и диаметра электродов и подсчитываются по формуле:

$$R_{ПС} = \rho_s \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right) \quad (5.10)$$

где L – длина горизонтальных электродов;

A – коэффициент подобия, зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,061$$

Принимаем A=0,15.

$$R_{ПС} = 100 \left( \frac{0,15}{\sqrt{2537}} + \frac{1}{1410 + 40 \cdot 5} \right) = 0,36 \text{ Ом}$$

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{станц} = \frac{R_{ест} \cdot R_{иск}}{R_{ест} + R_{иск}} \quad (5.11)$$

$$R_{станц} = \frac{6,5 \cdot 0,36}{6,5 + 0,36} = 0,34 < 0,5 \text{ Ом.}$$

Далее рассчитаем импульсное сопротивление заземляющего контура в грозовой сезон. Для этого нужно найти импульсный коэффициент:

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320)(I_m + 45)}} \quad (5.12)$$

где  $I_M = 55 A$  - среднестатистическое значение тока молнии

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2537}}{(140 + 320)(55 + 45)}} = 1,63$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{\text{стат}} \quad (5.13)$$

$$R_u = 1,63 \cdot 0,34 = 0,554 \text{ Ом}$$

### 5.3 Расположение молниеотводов и определение зон молниезащиты

Расчет зоны защиты молниеотводов.

Размеры открытой части распределительного устройства подстанции защищено от прямых попаданий молнии четырьмя отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, высотой 20 м.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 20 \text{ м,}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{14} = L_{23} = 53 \text{ м}$$

Эффективная высота молниеотводов

$$h_{\text{эфи}} = 0,85h_i \quad (5.14)$$

$$h_{\text{эфи1}} = h_{\text{эфи2}} = h_{\text{эфи3}} = h_{\text{эфи4}} = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1,1 - 0,002h_i)h_i \quad (5.15)$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м}$$

Далее продемонстрируем расчет зоны защиты молниеотвода на уровне ввода трансформатора и портала. Высота трансформатора:  $h_x=4,65$  м, высота портала:  $h_x=11,35$  м.

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эфи}}} \right) \quad (5.16)$$

$$r_{x1} = 21,2 \left( 1 - \frac{4,65}{17} \right) = 15,4 \text{ м};$$

$$r_{x2} = 21,2 \left( 1 - \frac{11,35}{17} \right) = 7,05 \text{ м}.$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между молниеотводами:

$$h_{\text{схij}'} = h_{\text{эфи}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i) \quad (5.17)$$

$$h_{\text{схij}''} = h_{\text{эфи}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j) \quad (5.18)$$

$$h_{cxi j} = \frac{h_{cxi j'} + h_{cxi j''}}{2} \quad (5.19)$$

$$h_{cxi 2'} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20)(53 - 20) = 11,2 \text{ м.}$$

$$h_{cxi 4'} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20)(26 - 20) = 15,94 \text{ м.}$$

Все параметры рассчитаны и результаты сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Результаты расчета зон молниезащиты

Параметр	Значение			
	2	3	4	5
Молниеотвод	A1	A2	A3	A4
Высота, м	20	20	20	20
Эффективная высота, м	17	17	17	17
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	21,2	20,54	20,54	20,54
Радиус зоны защиты на уровне трансформатора, м	15,4	15,4	15,4	15,4
Радиус зоны защиты на уровне портала, м	7,05	7,05	7,05	7,05

#### 5.4 Оценка надёжности молниезащиты

Находим число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

Волновое сопротивление ошиновки:

$$Z_{ош} = 302,52 \text{ Ом.}$$

Разрядное напряжение импульса отрицательной полярности:

$$U_{50\%} = 700 \text{ кВ};$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ои}} \quad (5.20)$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 700}{302,52} = 4,62 \text{ кА}$$

Доля от количества опасных перенапряжений, появляющихся при непосредственном грозовом разряде о ошиновке, обходя молниеотводы:

$$p_{пр} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}} \quad (5.21)$$

$$p_{пр} = e^{-0,04 \cdot 4,62} = 0,831.$$

Импульсное сопротивление заземлителя  $R_u = 0,399 \text{ Ом};$

$$I_{он} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} \quad (5.22)$$

$$I_{он} = \frac{700}{0,399 + 0,3 \cdot 11,35} = 184,02 \text{ кА}.$$

Вероятность обратного перекрытия при ударе молнии в гирлянду изоляторов.

$$p_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{он}} \quad (5.23)$$

$$p_{он} = e^{-0,04 \cdot 184,02} = 0,00063.$$

Вероятность грозового поражения ошиновки обходя молниеотводы:  
 $p_a = 0,005$ .

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при ударах молнии в подстанцию обходя молниеотводы:

$$\eta_{np} = 0,9.$$

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях:

$$\eta_{np} = 0,9.$$

Наибольшая высота сооружения на распредел. устройстве:

$$h_c = 8 \text{ м.}$$

Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды:

$$R_{\text{экс}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} \tag{5.24}$$

$$R_{\text{экс}} = 5 \cdot 8 - \frac{2 \cdot 8^2}{30} = 35,73 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на 1 км<sup>2</sup> площади:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2.ч.} \tag{5.25}$$

$$p_0 = 0,05 \cdot 50 = 2,5 ;$$

Следовательно число случаев перекрытия изоляции при прямых прорывах ударов молнии и обратных перекрытий:

$$N_{ny} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{экс}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{экс}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_a \cdot p_{np} + \eta_{он} \cdot p_{он}) \cdot 10^{-6} \quad (5.26)$$

$$N_{ny} = 2,5 \cdot (90 + 2 \cdot 35,73) \cdot (90 + 2 \cdot 35,73) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,831 + 0,9 \cdot 0,00063) \cdot 10^{-6} = 2,8 \cdot 10^{-4}$$

Рассчитаем среднюю повторяемость в годах опасных перенапряжений на подстанции из-за грозových ударов в распредел. устройстве:

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (5.27)$$

$$T_{ny} = \frac{1}{2,8 \cdot 10^{-4}} = 357,1 \text{ лет}$$

## 5.5 Выбор и проверка ОПН

Для проверки принимаются следующие ОПН:

- на стороне 110 кВ: ОПНп-110/125/10/550
- на стороне 35 кВ: ОПНп-35/42/10/760
- на стороне 6 кВ: ОПНп-6/7,2/10/550

Дальше произведем расчет для проверки выбранных ОПН.

Наибольшее рабочее напряжение сети согласно ПУЭ:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (5.28)$$



$$U_{нрс} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{ кВ},$$

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot 35 = 40,25 \text{ кВ},$$

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot 6 = 6,9 \text{ кВ}$$

Минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}}, \quad (5.29)$$

Учитывая максимальное согласно ПУЭ значения коэффициента замыкания на землю  $K_z = 1,4$ .

$$U_{нро} = 1,4 \cdot 1,05 \cdot \frac{126,5}{\sqrt{3}} = 107,36 \text{ кВ},$$

$$U_{нро} = 1,4 \cdot 1,05 \cdot \frac{40,25}{\sqrt{3}} = 34,16 \text{ кВ},$$

$$U_{нро} = 1,4 \cdot 1,05 \cdot \frac{6,9}{\sqrt{3}} = 5,87 \text{ кВ}$$

Максимальное остающиеся напряжение при грозовых импульсах тока и максимальное остающиеся напряжение при коммутационных импульсах для каждого ОПН различны:

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} \quad (5.30)$$

где  $U_{ки}$  - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{ки} = k_{\kappa} \cdot k_u \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} \quad (5.31)$$

где  $U_{исп50}$  - одноминутное испытательное напряжение, кВ;

$k_{\kappa}$  - коэффициент кратности тока (0,9);

$k_u$  - коэффициент ионизации (1,35).

Для ОПНП-110/125/10/550:

$$U_{ки} = 0,9 \cdot 1,35 \cdot \sqrt{2} \cdot 230 = 395,2 \text{ кВ}$$

$$U_{ост.к} = \frac{395,2}{1,2} = 329,33 \text{ кВ}$$

Для ОПНП-35/42/10/760:

$$U_{ки} = 0,9 \cdot 1,35 \cdot \sqrt{2} \cdot 95 = 163,2 \text{ кВ}$$

$$U_{ост.к} = \frac{163,2}{1,2} = 136,03 \text{ кВ}$$

Для ОПНП-6/7,2/10/550:

$$U_{ки} = 0,9 \cdot 1,35 \cdot \sqrt{2} \cdot 20 = 34,37 \text{ кВ}$$

$$U_{ост.к} = \frac{34,37}{1,2} = 28,64 \text{ кВ}$$

Ограничители снабжены предохранительным устройством, обеспечивающим взрывобезопасность аппарата при максимальном установившемся значении периодической составляющей большого тока короткого замыкания.

Определение тока взрывобезопасности:

$$I_{\text{вб}} = 1,2 \cdot I_{\text{но}} \quad (5.32)$$

$$I_{\text{вб}} = 1,2 \cdot 5,675 = 6,81$$

$$I_{\text{вб}} = 1,2 \cdot 9,02 = 10,824$$

$$I_{\text{вб}} = 1,2 \cdot 13,88 = 16,66$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{\text{ут}} = 1,2 \cdot L_{\text{ут.обор}} \quad (5.33)$$

где  $L_{\text{ут.обор}}$  - длина утечки оборудования.

$$L_{\text{ут.обор}} = \lambda_{\text{з}} \cdot U_{\text{нр}} \quad (5.34)$$

где  $\lambda_{\text{з}} = 1,6$  см/кВ - 110 кВ,  $\lambda_{\text{з}} = 1,9$  см/кВ - 35 кВ для 1 степени загрязнения.

$$L_{\text{ут}} = 1,2 \cdot 1,6 \cdot 126,5 = 242,88 \text{ см}$$

$$L_{\text{ут}} = 1,2 \cdot 1,9 \cdot 40,25 = 91,77 \text{ см}$$

$$L_{ym} = 1,2 \cdot 1,9 \cdot 6,9 = 15,73 \text{ см}$$

Расчетные и каталожные данные представлены в таблицах 5.2 – 5.4.

Таблица 5.2 – Технические характеристики ОПНп-110/125/10/760:

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение, кВ	126,5	126,5
Длительное рабочее напряжение, кВ	126,5	126,5
Номинальное напряжение, кВ	111	110
Остающееся напряжение при грозовых импульсах, кВ	295	292
Остающееся напряжение при коммутационных импульсах, кВ	329,33	235
Ток взрывобезопасности, кА	20	6,81
Длина пути утечки, см	315	242,88

Таблица 5.3 – Технические характеристики ОПНп-35/42/10/760:

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение, кВ	42	40,25
Длительное рабочее напряжение, кВ	42	40,25
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Остающееся напряжение при грозовых импульсах, кВ	140	133,8
Остающееся напряжение при коммутационных импульсах, кВ	136,03	103,7
Ток взрывобезопасности, кА	20	10,82
Длина пути утечки, см	140	91,77

Таблица 5.4 – Технические характеристики ОПНп-6/7,2/10/760:

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительное допустимое рабочее напряжение, кВ	7,2	6,9
Длительное рабочее напряжение, кВ	7,2	6,9
Номинальное напряжение, кВ	6	6
Остающееся напряжение при грозовых импульсах, кВ	25	22,7
Остающееся напряжение при коммутационных импульсах, кВ	28,64	19,7
Ток взрывобезопасности, кА	20	16,66
Длина пути утечки, см	21	15,73

## 6 ВЫБОР И РАСЧЁТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Панели релейной защиты установленные на ПС «Бурун» морально и физически устарели. В ближайшем будущем требуется замена этих панелей. В качестве одного из вариантов предлагается установить на данной подстанции отечественные микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики марки ШЭ2607.

Микропроцессорная технология открыла новые возможности в области управления и защиты энергосистем. В первом поколении микропроцессорные устройства разрабатывались с расчетом на замену одного устаревшего устройства на новое.

Новое поколение микропроцессорных устройств уже не является чисто микропроцессорными защитами. Речь идет о новом поколении “разумных” терминалов, включающих в себя множество функций, таких как контроль, ближнее управление, дистанционная связь для организации более сложных систем управления и, конечно, защиту. Кроме того устройства ШЭ2607 являются информационными устройствами, осуществляющими сбор информации об энергетических параметрах, о месте и характере повреждений, о событиях и др. Информация легко считывается и передается в системы управления.

Указанные терминалы могут использоваться как независимые устройства, так и с компьютером стандартной конфигурации. Такие функции, как дистанционное получение данных, функция автоматического управления открывают новые перспективные возможности по созданию полностью автоматизированных станций и подстанций.

Точное определение места повреждения и возможность использования экспертных систем для анализа аномальных режимов служат примером со-

кращения рабочих затрат. То же самое может быть сказано о непрерывном самоконтроле и само диагностировании терминалов, контроле цепей тока и напряжения и исправности связей. Самоконтроль и автоматическое слежение за повреждениями сокращают время простоя, увеличивают срок службы и снижают стоимость технического обслуживания.

К примеру, устройства определения места повреждения, которые находятся в эксплуатации на данное время, определяют место короткого замыкания с очень низкой точностью. Для линии протяженностью несколько сотен километров погрешность может составлять до пятидесяти километров. Это приводит к большому увеличению время простоя поврежденной линии, увеличению времени ремонта и, как следствие, к большим материальным потерям в связи с недоотпуском электроэнергии потребителям.

Более того, новое поколение терминалов защиты линии ШЭ2607 имеют широкие возможности по изменению функций их защиты. Они имеют легко программируемую внутреннюю логику, возможна быстрая смена уставок и т.д., что было невозможно в устройствах более раннего поколения.

### **6.1 Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов**

В процессе эксплуатации возможны повреждения в трансформаторах и на их соединениях с коммутационными аппаратами. Могут быть также опасные ненормальные режимы работы, не связанные с повреждением трансформатора или его соединений. Возможность повреждения и ненормальных режимов обуславливает необходимость установки на трансформаторах защитных устройств.

Основными видами повреждений являются многофазные и однофазные короткие замыкания в обмотках и на выводах трансформатора, а также «пожар стали» магнитопровода. Однофазные повреждения бывают двух видов: на землю и между витками обмотки (витковые замыкания). Наиболее вероятны многофазные и однофазные короткие замыкания на выводах трансформаторов и однофазные витковые замыкания в обмотках. Значительно реже возникают

многофазные короткие замыкания в обмотках. Для ограничения размеров разрушений ее выполняют быстродействующей.

Замыкание одной фазы на землю опасно для обмоток, присоединенных к сетям с глухозаземленными нейтральными. В этом случае защита должна отключать трансформатор и при однофазных коротких замыканиях в его обмотках на землю. В сетях с нейтральными, изолированными или заземленными через дугогасящие реакторы, защита от однофазных замыканий на землю с действием на отключение устанавливается на трансформаторе в том случае, если такая защита имеется в сети.

При витковых замыканиях в замкнутых витках возникает значительный ток, разрушающий изоляцию и магнитопровод трансформатора, потому такие повреждения должны отключаться быстродействующей защитой. Но использовать для этого токовые, дифференциальные или дистанционные защиты не представляется возможным. В самом деле, при малом числе замкнутых витков ток в поврежденной фазе со стороны питания может оказаться даже меньше значения номинального тока, а напряжение на выводах трансформатора практически не изменится.

Опасным внутренним повреждением является также «пожар стали» магнитопровода, который возникает при нарушении изоляции между листами магнитопровода, что ведет к увеличению потерь на перемагничивание и вихревые токи. Потери вызывают местный нагрев стали, ведущий к дальнейшему разрушению изоляции. Защиты, основанные на использовании электрических величин, на этот вид повреждения тоже не реагируют, поэтому возникает необходимость в применении специальной защиты от витковых замыканий и от «пожара стали». Для маслонаполненных трансформаторов такой защитой является газовая, основанная на использовании явления газообразования. Образование газа является следствием разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги при витковых замыканиях или недопустимого нагрева при «пожаре стали». Электрическая дуга возникает и при многофазных коротких замыканиях в



обмотках. Поэтому газовая защита является универсальной защитой от всех внутренних повреждений трансформатора.

Ненормальные режимы работы трансформаторов обусловлены внешними короткими замыканиями и перегрузками. В этих случаях в обмотках трансформатора появляются большие токи (сверхтоки). Особенно опасны токи, проходящие при внешних коротких замыканиях; эти токи могут значительно превышать номинальный ток трансформатора. В случае длительного прохождения тока (что может быть при коротких замыканиях на шинах или при неотключившемся повреждении на отходящем от шин присоединении) возможны интенсивный нагрев изоляции обмоток и ее повреждение. Вместе с этим при коротком замыкании понижается напряжение в сети. Поэтому на трансформаторе должна предусматриваться защита, отключающая его при появлении сверхтоков, обусловленных неотключившимся внешним коротким замыканием.

Перегрузка трансформаторов не влияет на работу системы электроснабжения в целом, так как она обычно не сопровождается снижением напряжения. Кроме того, сверхтоки перегрузки относительно невелики и их прохождение допустимо в течение некоторого времени, достаточного для того, чтобы персонал принял меры к разгрузке. В связи с этим защита трансформатора от перегрузки при наличии дежурного персонала должна выполняться с действием на сигнал. На подстанциях без дежурного персонала защита от перегрузки должна действовать на разгрузку или отключение.

К ненормальным режимам работы трансформаторов относится также недопустимое понижение уровня масла, которое может произойти, например, вследствие повреждения бака.

## **6.2 Выбор защиты трансформатора**

На понижающих трансформаторах заданной мощности должны быть установлены следующие виды защит:

- Продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени;
- Токовая отсечка, установленная на стороне ВН;

- МТЗ;
- Газовая защита.

Данным условиям соответствует шкаф производства фирмы «ЭКРА» марки ШЭ2607 044-27Е1, предназначенный для защиты трехобмоточного трансформатора мощностью 63 МВА и ниже, а также трансформаторов собственных нужд. Данный терминал состоит из одного комплекта защит и реализует функции основных и резервных защит трансформатора.

Таблица 6.1 – Основные технические данные шкафа

Номинальный переменный ток $I_{ном}$ , А	5 А
Номинальное междуфазное напряжение переменного тока $U_{ном}$ , В	100 В
Номинальное напряжение оперативного постоянного или выпрямленного тока $U_{пит}$ , В	220 В
Номинальная частота $f_{ном}$ , Гц	50 Гц

### 6.3 Состав шкафа и конструктивное исполнение

Шкаф типа ШЭ2607 044 предназначен для защиты трехобмоточного трансформатора, обеспечивает функции основных и резервных защит, и содержит:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора;
- две двухступенчатых дистанционных защиты;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны ВН;
- максимальную токовую защиту стороны ВН трансформатора с пуском по напряжению;
- блокировку РПН при перегрузке по току и при снижении напряжения;
- реле минимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН;

- реле максимального напряжения сторон НН1 и НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН;

- прием сигналов от сигнальной и отключающей ступени газовой защиты Т.

Терминал имеет 12 аналоговых входов для подключения цепей переменного тока и 6 аналоговых входов для подключения цепей переменного напряжения, гальванически развязанные от внутренних цепей терминала с помощью промежуточных трансформаторов тока и напряжения.

Кроме функций защиты, программное обеспечение терминала обеспечивает:

- измерение текущего значения токов, напряжений и частоты;
- регистрацию дискретных и аналоговых событий;
- осциллографирование токов, напряжений и дискретных сигналов;
- непрерывную проверку функционирования и самодиагностику.

Управление терминалом осуществляется с помощью кнопочной клавиатуры и дисплея или (и) по последовательному каналу связи с помощью программы "ЕКРАСМС".

### **6.3.1 Дифференциальная защита трансформатора**

ДЗТ имеет три входа для подключения к трем трехфазным группам трансформаторов тока. Обеспечена возможность выравнивания различий по коэффициентам трансформации трансформаторов тока присоединений в пределах от 0,25 до 16 А. Токowe цепи ДЗТ подключаются к главным ТТ, соединенным по схеме "звезда", независимо от группы соединения защищаемого трансформатора (Y/Y-0, Y/ $\Delta$ -11,  $\Delta$ / $\Delta$ -0). Компенсация фазового сдвига и коэффициента схемы при этом осуществляется программно.

Погрешность выравнивания составляет не более  $\pm 3\%$  от базисного тока стороны (I<sub>баз.стор.</sub>). Под базисным током стороны (I<sub>баз.стор.</sub>) понимается значение вторичного тока в плече защиты на определенной стороне.

ДЗТ выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой

защиты, содержащей чувствительное реле и отсечку. Чувствительное реле ДЗТ имеет токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания ( $I_{до}$ ), изменяемой в диапазоне от 0,2 до 1,0  $I_{баз.стор.}$ . Средняя основная погрешность ДЗТ по начальному току срабатывания не более  $\pm 5\%$  от уставки.

Дифференциальная отсечка предназначена для обеспечения надежной работы при больших токах повреждения в зоне действия защиты. Отсечка отстраивается от броска тока намагничивания по уставке. ДЗТ выполнена в виде дифференциальной токовой защиты с торможением от тормозного тока. Средняя основная погрешность по току торможения блокировки не более  $\pm 10\%$  от уставки.

Для отстройки ДЗТ от бросков токов намагничивания контролируется уровень второй гармоники в дифференциальном токе. Уровень блокировки по второй гармонике может изменяться в пределах от 8 до 20 % по отношению к величине основной гармоники в дифференциальном токе. ДЗТ правильно функционирует при КЗ в зоне действия при токе повреждения более начального тока срабатывания чувствительного реле до 40  $I_{баз.стор.}$  при значении токовой погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 50 %

Дополнительная погрешность по начальному току срабатывания и коэффициенту торможения ДЗТ при изменении температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне не превышает  $\pm 5\%$  от средних значений параметров срабатывания, определенных при температуре  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ .

Шкаф через промежуточные трансформаторы тока подключен к основным трансформаторам тока всех сторон трансформатора. Измерительные ТТ трансформатора могут быть соединены в "звезду". В этом случае, для группы соединения трансформатора Y/D-11 программно производится подстройка величины тока и фазового угла. Если измерительные ТТ трансформатора стороны ВН соединены в "треугольник", тогда для группы

соединения трансформатора Y/D-11 подстройка не нужна, но при расчете базисного тока необходимо учесть коэффициент схемы. Для всех сторон производится выравнивание входных токов ТТ.

Реле ДЗТ состоит из нескольких узлов:

- формирователя дифференциального и тормозного сигналов (ФДТС);
- токового органа;
- блокировки от бросков тока намагничивания;
- дифференциальной отсечки.

Дифференциальная отсечка обеспечивает быстрое отключение трансформатора при внутренних КЗ. Уставка срабатывания дифференциальной отсечки должна быть отстроена по величине от броска намагничивающего тока.

Реле ДЗТ фаз А, В, С и дифференциальной отсечки через логические элементы ИЛИ, И, выдержку времени на возврат, действует на выходные реле терминала, контактами которых обеспечивается отключение выключателей всех сторон трансформатора, пуск УРОВ и запрет АПВ. Через логический элемент ИЛИ и реле выдается сигнализация о срабатывании. В схеме предусмотрен дискретный вход "Вывод ДЗТ" для вывода ДЗТ из работы и светодиод "ДЗТ".

### **6.3.2 Максимальная токовая защита на стороне ВН трансформатора**

МТЗ ВН выполняется в трехфазном исполнении и содержит:

- реле максимального тока;
- реле выдержки времени для действия на различные выключатели всех сторон трансформатора;
- пусковые органы напряжения первой и второй секций низшего напряжений. Реле тока МТЗ ВН включаются:

- на линейные токи при соединении главных ТТ стороны ВН в "треугольник" при схеме соединения трансформатора Y/D-11.

Для реле максимального тока обеспечивается диапазон уставок от 0,35 до  $30I_{ном}$ . Средняя основная погрешность по току срабатывания не более  $\pm 5\%$

от уставки.

МТЗ ВН выполняется с пуском по напряжению первой и второй секций низшего напряжений. Пуск по напряжению осуществляется с помощью реле минимального напряжения, реагирующего на уменьшение междуфазных напряжений ( $U_{AB<}$ ,  $U_{BC<}$ ) и с помощью реле максимального напряжения, реагирующего на увеличение напряжения обратной последовательности ( $U_{2>}$ ).

Реле максимального напряжения имеет уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне от 6 до 24 В (в фазных величинах). Средняя основная погрешность по напряжению срабатывания составляет не более  $\pm 5\%$  от уставки.

Дополнительная погрешность по напряжению срабатывания реле минимального и максимального напряжений при изменении температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне не превышает  $\pm 5\%$  от среднего значения, определенного при температуре  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ .

Реле тока МТЗ ВН при группе соединения трансформатора Y/D-11 и соединения ТТ на стороне ВН в "треугольник" реле подключается на линейные токи "треугольника". Такое включение реле тока МТЗ ВН выполняется для подавления токов нулевой последовательности.

Предусмотрен пуск МТЗ ВН через логический элемент И с выхода элемента ИЛИ в зависимости от положения выключателя НН1, выключателя НН2. Пуск по напряжению осуществляется пусковыми органами напряжения НН1 ( $U_{мф<}$  и  $U_{2>}$ ) с выхода элемента ИЛИ, пусковыми органами напряжения НН2 ( $U_{мф<}$  и  $U_{2>}$ ) с выхода элемента ИЛИ. Накладками можно вывести пуск по напряжению НН1 или НН2. При отключении обоих выключателей НН1 и НН2 пуск по напряжению МТЗ ВН выводится через элемент И.

### **6.3.3 Устройство для блокировки РПН при перегрузке и при уменьшении напряжения**

Устройство для блокировки РПН содержит:

- однофазное реле максимального тока, включенное на ток фазы А

стороны ВН трансформатора;

- реле минимального напряжения, включенных на междуфазные напряжения ( $U_{AB<}$ ,  $U_{BC<}$ ) ТН сторон НН1 и НН2 трансформатора. Выходы реле объединены по схеме ИЛИ.

Для реле максимального тока обеспечивается диапазон уставок от 0,35 до  $3I_{ном}$ . Средняя основная погрешность по току срабатывания составляет не более  $\pm 5\%$  от уставки. Реле минимального напряжения имеет уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне от 80 до 100 В. Средняя основная погрешность по напряжению срабатывания составляет не более  $\pm 5\%$  от уставки.

Блокировка РПН трансформатора обеспечивается при перегрузке по току ВН, а также при снижении напряжения на сторонах НН1, НН2 ниже  $0,85U_{ном}$ . Реле тока защиты от перегрузки для блокировки РПН включается на ток фазы А стороны ВН. Выходы реле тока и выходы органов контроля напряжения НН1, НН2 ( $U_{мф} < 0,8 \dots 1,0 U_{ном}$ ) через элемент ИЛИ действуют на срабатывание реле.

#### **6.3.4 Токовая защита нулевой последовательности ТЗНП**

Токовая защита нулевой последовательности на стороне ВН использует расчетное значение тока  $3I_0$ , полученное суммированием фазных токов ТТ стороны ВН, соединенных в "звезду", и содержит:

- реле тока;
- реле выдержки времени.

Диапазон уставок по току срабатывания реле тока ТЗНП от 0,05 до  $30I_{ном}$ . Средняя основная погрешность по току срабатывания реле тока ТЗНП составляет не более  $\pm 10\%$  от уставки.

Дополнительная погрешность по току срабатывания реле тока ТЗНП от изменения температуры окружающего воздуха в рабочем диапазоне не превышает  $\pm 5\%$  от среднего значения, определенного при температуре ( $20 \pm 5$ )°С. Коэффициент возврата реле тока ТЗНП не менее 0,9. Время срабатывания реле тока ТЗНП при подаче двукратного значения тока

срабатывания не более 0,025 с. Время возврата реле тока ТЗНП при сбросе тока от  $10I_{cp}$  до нуля не превышает 0,04 с.

Реле тока ТЗНП использует расчетное значение тока  $3I_0$ , полученное суммированием фазных токов ТТ стороны ВН, соединенных в “звезду”.

ТЗНП через элемент И с выдержкой времени через ИЛИ действует на срабатывание реле, контактами которого осуществляется отключение с АПВ выключателей и пуск УРОВ. С выдержкой времени ТЗНП через элемент ИЛИ, выдержку времени на возврат, элементы ИЛИ действует на выходные реле терминала, контактами которых обеспечивается отключение выключателей всех сторон трансформатора, пуск УРОВ и запрет АПВ. Через логические элементы ИЛИ, и реле выдается сигнализация о срабатывании.

### **6.3.5 Дистанционная защита**

Шкаф ШЭ2607 044 содержит:

- две двухступенчатые дистанционные защиты;
- пусковой токовый орган;
- сигнализацию при неисправностях в цепях напряжения;
- цепи логики.

Первая дистанционная защита (ДЗ1) включается на фазные токи ТТ стороны ВН, соединенных в "звезду", и междуфазные напряжения ( $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$ ) стороны НН1. Вторая дистанционная защита (ДЗ2) включается на фазные токи ТТ стороны ВН, соединенных в "звезду", и междуфазные напряжения ( $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$ ) стороны НН2. Для исключения влияния однофазных КЗ на стороне ВН производится компенсация тока нулевой последовательности в фазных токах ВН для дистанционной защиты.

Первая ступень ДЗ предназначена для согласования с защитами отходящих линий (ошиновки), вторая - для резервирования основных защит Т и защиты секций НН. Каждая из ступеней ДЗ содержит по три реле сопротивления (РС), включенные на фазные токи ( $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$ ) и соответствующие междуфазные ( $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$ ) напряжения.

### **6.3.6 Газовая защита трансформатора**



В терминале обеспечивается прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора. Предусмотрен вход для перевода ГЗТ на сигнал. При этом обеспечивается светодиодная индикация о работе сигнальной ступени ГЗТ (“ГЗТ сигн.”), отключающей ступени ГЗТ (“ГЗТ откл.”), о переводе газовой защиты на сигнал (“ГЗ переведена на сиг-нал”).

Сигнал на отключение от ГЗТ и ГЗ РПН логические элементы ИЛИ действует на выходные реле терминала, контактами которых обеспечивается отключение выключателей всех сторон трансформатора, пуск УРОВ и запрет АПВ. Через логические элементы ИЛИ и реле выдается сигнализация о срабатывании.

### **6.3.7 Дуговая защита НН**

Для дуговой защиты используются сигналы срабатывания датчиков дуговой защиты (блок-контактов НН1или НН2), которые принимаются на входы через элементы ИЛИ, И, выдержку времени на срабатывание, через элемент ИЛИ, выдержку времени на возврат, действует на выходные реле терминала, контактами которых обеспечивается отключение выключателей всех сторон трансформатора, пуск УРОВ и запрет АПВ. Через логический элемент ИЛИ и реле выдается сигнализация о срабатывании.

Предусмотрена накладка для вывода дуговой защиты из работы и светодиодная индикация о срабатывании дуговых защит НН1 и НН2 (“Дуговая защита”).

### **6.4 Дополнительные функции терминала**

В состав терминала БЭ2704V044 входит регистратор событий (изменений состояния) до 128 логических сигналов (как внешних, так и формируемых внутри терминала). Точность регистрации события по времени 0,001 с. Емкость буфера памяти регистратора позволяет запомнить до 1024 событий во времени. При переполнении буфера новая информация записывается на место самой старой информации (по времени записи).

Терминал обеспечивает осциллографирование всех входных аналоговых

сигналов (18 входных сигналов) и до 48 дискретных сигналов, выбираемых из списка 128 логических сигналов (как внешних, так и формируемых внутри) с частотой 24 выборки за период. В кольцевой энергонезависимой памяти осциллографа сохраняются данные последних осциллограмм длительностью от 30 до 60 с при максимальном наборе осциллографируемых сигналов. При уменьшении числа осциллографируемых сигналов это время пропорционально возрастает.

Назначение регистрируемых и осциллографируемых сигналов осуществляется релейным персоналом с помощью дисплея и клавиатуры терминала или с использованием ПК и системы мониторинга "EKRASMS".

В комплект поставки, по требованию заказчика, может входить оборудование для создания локальной сети между терминалом и ПК. Заказчику предлагается оборудование с применением интерфейса типа RS485.

### **6.5 Конфигурация терминала**

Перед выставлением уставок защит необходимо произвести конфигурирование терминала БЭ2704V044. В программе EKRASMS задаются:

- группа соединения защищаемого трансформатора;
- базисные токи сторон ВН, НН1, НН2.

Включение главных ТТ на всех сторонах производится по схеме "звезда". При группе соединения защищаемого по схеме Y/Δ-11 и соединении главных ТТ стороне ВН по схеме "звезда", компенсация фазового сдвига и коэффициента схемы осуществляется программно. Если главные ТТ трансформатора стороны ВН соединены в "треугольник", тогда для группы соединения трансформатора Y/D-11 подстройка не нужна, но необходимо при расчете базисного тока учесть коэффициент схемы.

Входные ТТ терминала имеют число витков первичной обмотки  $W1 = 16$  с отводами от 1 и 4 витков для грубого выравнивания токов. На первом отводе при  $W1 = 1$  виток обеспечивается диапазон токов 4,001 - 16,000 А, на втором отводе при  $W1 = 4$  витка обеспечивается диапазон токов 1,001 -

4,000 А, на  $W1 = 16$  витков обеспечивается диапазон токов 0,251 - 1,000 А. Таким образом для ДЗТ в терминале обеспечивается выравнивание токов в диапазоне от 0,25 до 16 А. Переключение отводов входных ТТ осуществляется на зажимах X1, X2 терминала.

Номинальные токи по сторонам трансформатора были найдены ранее.

Необходимо произвести расчет базисных токов по сторонам с помощью выражения:

$$I_{\text{баз}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{ном}}}{k_1} \quad (6.1)$$

где  $k_1$  – коэффициент трансформации главного ТТ соответствующей стороне;

$K_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы.

Номинальные коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$k_{T1} = \frac{400}{5} = 80;$$

Принимаем к установке трансформатор тока марки ТФЗМ 110Б-I У1

$$k_{T1} = \frac{1000}{5} = 200;$$

Принимаем к установке трансформатор тока марки ТФЗМ 35Б-I У1

$$k_{T1} = \frac{3000}{5} = 600.$$

Принимаем к установке трансформатор тока марки ТЛШ-6 У3

Номинальные токи во вторичных цепях:

$$I_{ном.ц.1} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{ном110}}{k_{I1}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 316}{80} = 6,84 \text{ А};$$

$$I_{ном.ц.2} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{ном35}}{k_{I2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 944}{200} = 8,17 \text{ А};$$

$$I_{ном.ц.3} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{ном6}}{k_{I3}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2877}{600} = 8,31 \text{ А};$$

По базисным токам главных ТТ производится выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ по сторонам для грубого выравнивания токов в соответствии с таблицей 6.2.

Таблица 6.2 - Выбор витков входных ТТ терминала БЭ2704V044

Базисный ток	Фаза	Зажимы X1, X2 терминалов БЭ2704V044			
		Сторона ВН	Сторона СН	Сторона НН1	Сторона НН2
1	2	3	4	5	6
0,251-1,000	А	X2:5-X2:1	X2:10-X2:6	X1:5-X1:1	X1:10-X1:6
	В	X2:15-X2:11	X2:20-X2:16	X1:15-X1:11	X1:20-X1:16
	С	X2:25-X2:21	X2:30-X2:26	X1:25-X1:21	X1:30-X1:26
1,001-4,000	А	X2:5-X2:2	X2:10-X2:7	X1:5-X1:2	X1:10-X1:7
	В	X2:15-X2:12	X2:20-X2:17	X1:15-X1:12	X1:20-X1:17
	С	X2:25-X2:22	X2:30-X2:27	X1:25-X1:22	X1:30-X1:27
4,001-16,000	А	X2:5-X2:4	X2:10-X2:9	X1:5-X1:4	X1:10-X1:9
	В	X2:15-X2:14	X2:20-X2:19	X1:15-X1:14	X1:20-X1:19
	С	X2:25-X2:24	X2:30-X2:29	X1:25-X1:24	X1:30-X1:29

### 6.5.1 Выбор уставок ДЗТ

Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ (чувствительного органа) при отсутствии торможения определяется:

$$I_{d0отн} = K_{отс} \cdot (K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{50} + I_{отн.неб.}) \quad (6.2)$$

где  $K_{отс} = 1,5$  - коэффициент отстройки;

$K_{одн}$  - коэффициент однотипности высоковольтных трансформаторов тока :  $K_{одн} = 1,0$  - для трансформаторов тока с номинальным током 1 А,  $K_{одн} = 2,0$  - для трансформаторов тока с номинальным током 5 А и при использовании вместе трансформаторов тока с номинальным током 1А и 5А;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем “началу торможения” берется равным 0,05;

$\Delta U_{50}$  - относительное значение половины суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне НН;

$I_{отн.неб.}$  - относительное значение тока небаланса, вызванного неточностью выравнивания берется равным 0,03.

$$I_{d0отн} = 1,5 \cdot (2 \cdot 0,05 + 0,21 + 0,03) = 0,51$$

Коэффициент торможения определяется:

$$K_{торм} = 1,2 \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{50} + I_{d0отн}) \quad (6.3)$$

где  $K_{пер}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим берется в диапазоне 1,5...2,0;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме КЗ

принимается равным 0,1.

$$K_{\text{торм}} = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,21 + 0,03) = 0,468$$

Типовое значение уставки  $K_m = 0,5$ . Высокие значения  $K_T$  выбираются в случае резко отличающихся условий работы ТТ при внешних КЗ (сильно отличающиеся нагрузки ТТ по сторонам трансформатора).

Ток начала торможения ДЗТ принимается 0,6 – для пускорезервных трансформаторов и трансформаторов, на которых возможно несинхронное АВР, для всех остальных случаев принимается равным 1.

Ток торможения блокировки ДЗТ определяется:

$$I_{\text{т.дзт}} \geq I_{\text{т.0}} + \frac{I_{\text{д0}}}{K_{\text{торм}}} \quad (6.4)$$

где  $I_{\text{т.0}}$  - ток начала торможения ДЗТ

$$I_{\text{т.дзт}} = 1 + \frac{0,51}{0,468} \approx 2$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется:

- по условию отстройки от броска тока намагничивания  $I_{\text{б.нам.}} \geq 6,5$ ;
- по условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ.

$$I_{\text{б.нам.}} = 1,5 \cdot I_{\text{max.мет}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{50} + I_{\text{д0отн}}) \quad (6.5)$$

где  $I_{\text{max.мет}}$  - максимальное значение тока внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ.

$$I_{\text{max.мет}} = \frac{695}{316} = 2,2 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б.нам.}} = 1,5 \cdot 2,2 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,21 + 0,03) = 1,287$$

Уровень блокировки по второй гармонике.

Бросок тока намагничивания обнаруживается по соотношению уровня второй гармоники к уровню основной гармоники. Рекомендованное значение 10%.

### **6.5.2 Расчет максимальной токовой защиты с комбинированным пуском по напряжению**

Выбор уставок ТЗНП, ВН, МТЗ, токового реле для блокировки РПН необходимо производить в соответствии с требованиями “Руководящих указаний по релейной защите трансформаторов и автотрансформаторов” настоящим руководством по эксплуатации.

Примечание: необходимо учесть, что уставки для всех реле тока задаются в амперах.

Для трёхобмоточных трансформаторов с односторонним питанием в качестве защиты рекомендуется установка со стороны питания МТЗ С пуском или без пуска по напряжению.

Первоначально определяется ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению:

$$I_{\text{б.н.}} = \frac{k_e}{k_n} \cdot k_c \cdot I_{\text{ном.мах}} \tag{6.6}$$

$$I_{\text{б.н.}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 2,5 \cdot 316 = 1185 \text{ А};$$

$$I_{\text{б.н.}'} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1185}{80} = 25,66 \text{ А}.$$

Чувствительность защиты проверим при КЗ на шинах СН и НН в расчетных минимальных режимах:

$$k_{\pm} = \frac{I_{k1.min2}}{I_{\sigma.n.}} \quad (6.7)$$

$$k_{\pm} = \frac{1094}{1185} = 0,92 ;$$

$$k_{\pm} = \frac{696}{1185} = 0,59 .$$

Поскольку чувствительность МТЗ без пуска по напряжению оказывается не достаточной, применим блокировку со сторон СН и НН трансформатора.

$$I_{\sigma.n.} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 1 \cdot 316 = 474 ;$$

Чувствительность защиты в тех же расчетных точках составит:

$$k_{\pm} = \frac{1094}{474} = 2,3 ;$$

$$k_{\pm} = \frac{696}{474} = 1,47 .$$

Напряжение срабатывания органа блокировки при симметричных КЗ определим приближенно:



$$U_{c.o.} = \frac{U_{c\min}}{k_B} \quad (6.8)$$

$$U_{c.o.} = \frac{0,7 \cdot 110}{1,2} = 64,17 \text{ кВ}$$

Напряжение срабатывания органа блокировки при несимметричных КЗ:

$$U_{c.o.2} = 0,06 \cdot U_{ном} \quad (6.9)$$

$$U_{c.o.2} = 0,06 \cdot 110 = 6,9 \text{ кВ}$$

Чувствительность блокирующих органов проверяется при КЗ на приемных сторонах трансформатора, куда и подключены блокирующие реле, т.е.:

$$k_{\pm U} \geq 1,5$$

$$k_{\pm U} = \frac{33,198}{6,9} = 4,8$$

Поскольку при КЗ на приемных сторонах трансформатора  $k_{\pm U} > 1,5$  то дифференциальные защиты шин на этих сторонах можно не устанавливать. Ток срабатывания защиты от симметричного перегруза, действующей на сигнал, определяется по условию отстройки от номинального тока трансформатора на стороне, где установлена защита.

$$I_{o.n.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 1 \cdot 316 = 414,75 \text{ А}$$

Выдержки времени МТЗ согласуются с выдержками времени защит

линий на сторонах СН и НН. Все типы защит, уставки которых рассчитаны выше, будут осуществлены путем установки шкафов типа ШЭ2607 044-27Е1.

### **6.6 Расчет релейной защиты ошиновки**

Для защиты ошиновки устанавливается шкаф типа ШЭ2607 051

Шкафы типов ШЭ2607 051, ШЭ2607 051051 предназначены для защиты ошиновок трансформатора (автотрансформатора) напряжением 110...750 кВ, для защиты ошиновок напряжением 110 кВ и выше одного или двух параллельно работающих блоков генератор-трансформатор, а также для защиты сборных шин с фиксированным присоединением элементов с числом защищаемых присоединений не более четырех.

Шкаф ШЭ2607 051051 состоит из двух одинаковых комплектов, а шкаф ШЭ2607 051 состоит из одного комплекта. Каждый комплект содержит:

- реле дифференциальной защиты ошиновки (ДЗО);
- трехфазные реле тока УРОВ в каждом присоединении;
- индивидуальные трехфазные УРОВ для двух выключателей;
- реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на междуфазные напряжения;
- реле минимального и максимального напряжений, реагирующих на напряжения обратной последовательности;
- реле контроля исправности токовых цепей;
- логику “очувствления” ДЗО;
- логику опробования;
- логику запрета АПВ;
- цепи отключения и пуска УРОВ;
- цепи для действия в защиты генератора;
- цепи запрета АПВ.

Цепи переменного тока шкафа обеспечивают подключение к вторичным цепям главных трансформаторов тока с номинальным вторичным током 1 или 5 А.

#### **6.6.1 Выбор уставок**

Выбор уставок ДЗО включает в себя определение значений параметров срабатывания реле, выдержек времени и положений программируемых накладок.

### 6.6.2 Выравнивание токов присоединений

Входные ТТ терминала имеют число витков первичной обмотки  $W1 = 16$  с отводами от 1 и 4 витков для выравнивания токов. На  $W1 = 1$  виток обеспечивается диапазон токов 4 - 16 А, на  $W1 = 4$  витка обеспечивается диапазон токов 1 - 4 А, на  $W1 = 16$  витков обеспечивается диапазон токов 0,25 - 1 А.

Необходимо произвести расчет базисных токов присоединений ТТ в следующей последовательности:

- 1) главные ТТ присоединений располагаются в порядке уменьшения их коэффициентов трансформации;
- 2) при  $I_{ном.} = 1$  А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации ( $K_{ТТ1}$ ) принимается равным  $I_{баз.} = 1,001$ ;
- 3) при  $I_{ном.} = 5$  А базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации ( $K_{ТТ1}$ ) принимается равным  $I_{баз.} = 5,000$ ;
- 4) базисные токи присоединений с меньшими коэффициентами трансформации ( $K_{ТТ2}$ ) определяются с помощью выражения:

$$I_{баз2} = I_{баз1} \cdot \frac{K_{ТТ1}}{K_{ТТ2}} \quad (6.10)$$

где  $I_{баз2}$  - базисный ток присоединения с меньшим коэффициентом трансформации главного ТТ  $K_{ТТ2}$ ;

$I_{баз1}$  - базисный ток присоединения с меньшим коэффициентом трансформации главного ТТ  $K_{ТТ1}$ .

$$I_{баз2} = 5 \cdot \frac{200}{80} = 12,5$$

Для остальных присоединений расчет аналогичен.

Полученные значения базисных токов присоединений ввести в терминал с помощью программы EKRASMS или через клавиатуру терминала.

По значениям базисных токов присоединений в соответствии с таблицей 6.3 производится выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ терминала для выравнивания токов.

Таблица 6.3 - Выбор витков входных ТТ терминала БЭ2704V051

Базисный ток	Фаза	Зажимы X1, X2 терминалов БЭ2704V051			
		ВН1	ВН2	ГТ-1	ГТ-2
1,001-4,00	А	X2:2-X2:5	X2:7- X2:10	X1:2-X1:5	X1:7-X1:10
	В	X2:12- X2:15	X2:17- X2:20	X1:12- X1:15	X1:17- X1:20
	С	X2:22- X2:25	X2:27- X2:30	X1:22- X1:25	X1:27- X1:30
4,001-16,00	А	X2:4-X2:5	X2:9- X2:10	X1:4-X1:5	X1:9-X1:10
	В	X2:14- X2:15	X2:19- X2:20	X1:14- X1:15	X1:19- X1:20
	С	X2:24- X2:25	X2:29- X2:30	X1:24- X1:25	X1:29- X1:30

### 6.6.3 Выбор уставок ДЗО

Начальный ток срабатывания ( $I_{Д0}$ ) выбирается обычно максимальным и равным  $1,2 I_{баз}$  при условии, что чувствительность ДЗО к току повреждения достаточна. При этом обеспечивается отстройка ДЗО от обрыва цепей тока.

$$I_{Д0} = 1,2 \cdot I_{баз} \quad (6.11)$$

$$I_{Д0} = 1,2 \cdot 12,5 = 15 \text{ А}$$

Проверим чувствительность защиты при КЗ на шинах в минимальном режиме:

$$K_x = \frac{I_{кз.ТТ}}{I_{Д0}} \quad (6.12)$$

где  $I_{кз.ТТ}$  - ток двухфазного КЗ во вторичной цепи.

$$I_{кз.ТТ} = \frac{I_{кз}}{K_{ТТ}} \quad (6.13)$$

$$I_{кз.ТТ} = \frac{3800 \cdot \sqrt{3}}{80} = 41,14 ;$$

$$K_x = \frac{41,14}{15} = 2,74 .$$

В случае если чувствительность ДЗО недостаточна, устанавливается значение  $I_{Д0}$ , меньше номинального тока от 0,4  $I_{баз.}$  и выше. Так как вероятность обрыва цепей тока незначительна, эксплуатирующее предприятие может самостоятельно принять решение об установке минимальной уставки.

Защита обеспечивает селективность на максимальных уставках по начальному току срабатывания и коэффициенту торможения ДЗО при условии обеспечения полной погрешности высоковольтных ТТ не более 30 % при токах до 40  $I_{баз.}$ , что должно быть проверено расчетом нагрузок на высоковольтные трансформаторы тока.

Длина начального участка характеристики срабатывания должна быть не более тормозного тока, соответствующего максимальному нагрузочному режиму ошиновки с учетом допустимой перегрузки (максимальной

мощности или сквозному току  $I_{скв.мах}$  через шины с учетом возможной перегрузки).

$$I_{cp} \leq \frac{K_{скв} \cdot I_{скв.макс.}}{I_{баз}} \quad (6.14)$$

где  $1,1 < K_{скв} < 1,5$ ;

$I_{скв.макс.}$  - максимальный сквозной ток шин.

$$I_{cp} \leq \frac{1,1 \cdot 42800}{10} = 4708$$

Уставка по коэффициенту торможения

Коэффициент торможения ДЗО выбирается обычно максимальным и равным 1,2 при условии, что чувствительность ДЗО к току КЗ достаточна.

“Очувствление” ДЗО по  $I_{д0}$

Уставка по  $I_{д0}$  в режиме очувствления должна обеспечить чувствительность к внутренним повреждениям при питании от самого маломощного источника в минимальном режиме его работы. При этом рекомендуется иметь коэффициент чувствительности в пределах 1,5...2.

“Очувствление” ДЗО по длине начального участка тормозной характеристики”.

Уставка по  $I_{т0}$  в режиме очувствления должна обеспечить чувствительность к внутренним повреждениям при питании от самого маломощного источника в минимальном режиме работы.

#### **6.6.4 Выбор уставок реле контроля исправности цепей переменного тока**

Уставка выбирается с учетом полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока и неточности выравнивания коэффициентов

трансформации ТТ в защите 3 %.

Ток срабатывания реле контроля исправности цепей переменного тока определяется по условию отстройки от тока небаланса максимального рабочего (нагрузочного) режима:

$$I_{cp} = \frac{K_{отс} \cdot I_{неб}}{K_{тр}} \quad (6.15)$$

$$I_{неб} \approx K_{неб} \cdot I_{перв.н.ош}$$

где  $K_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки;

$K_{неб} = 0,03$  – коэффициент небаланса;

$I_{перв.н.ош}$  - первичный ток нагрузки наиболее мощного присоединения для защиты ошиновки;

$K_{тр}$  - коэффициент трансформации главного трансформатора со стороны наиболее мощного присоединения для защиты ошиновки.

$$I_{неб} \approx 0,03 \cdot 316 = 8,48;$$

$$I_{cp} = \frac{1,2 \cdot 8,48}{80} = 0,13$$

Выдержка времени элемента задержки на срабатывание (DT5), действующего на сигнал и блокировку ДЗО при обрыве цепей тока выбирается по условиям:

- отстройки от наибольшего возможного времени качаний, которые могут возникнуть после включения присоединений ошиновки и вызвать работу реле контроля исправности цепей переменного тока

$$t_{B5} = t_{КАЧ} + t_{ЗАП} \quad (6.16)$$

где  $t_{КАЧ}$  - наибольшее возможное время качаний;

$t_{ЗАП} = 0,5$  с - время запаса.

- согласования с выдержкой времени DT15, осуществляющей запоминание срабатывания и “очувствление” ДЗО

$$t_{B5} = t_{B15} + t_{ЗАП} \quad (6.17)$$

Из двух рассчитанных значений принимается большее.

### **6.6.5 Выбор уставок УРОВ**

Для УРОВ необходимо выбрать уставки по току срабатывания реле тока и выдержке времени действия на отключение смежных выключателей.

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ каждого комплекта шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержке времени, который предусматривается в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени. Кроме того, необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчета времени. Выдержка времени УРОВ может быть выбрана в диапазоне от 0,2 до 0,3 с, что улучшает условия сохранения устойчивости энергосистемы.

Реле тока УРОВ предназначено для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателем и трансформатором тока с целью выбора направления действия устройства. Ток срабатывания реле тока УРОВ должен выбираться по возможности минимальным. Рекомендованное значение тока срабатывания в диапазоне от 0,05 до 0,1 IБАЗ. В отдельных случаях могут возникнуть дополнительные ограничения по выбору минимальной уставки



по току срабатывания реле тока УРОВ (отстройка от максимального емкостного тока для УРОВ выключателей с пофазными приводами, отстройка от токов через емкостные делители и т.д.), которые должны учитываться проектировщиками при выборе уставок.

#### **6.6.6 Выбор уставок реле напряжения**

Уставка реле максимального напряжения обратной последовательности ( $U_{2>}$ )

Уставка выбирается из условия отстройки от напряжения небаланса рабочего режима. По данным опыта эксплуатации такая отстройка обеспечивается при  $U_{CP} = 0,06 U_{ном}$ .

Уставка реле минимального междуфазного напряжения ( $U_{МФ<}$ )

Уставка выбирается из условия несрабатывания в рабочем режиме шин при минимальном рабочем напряжении с коэффициентом запаса 0,9.

В ориентировочных расчетах может быть принято  $U_{CP} = 65 В$ .

#### **6.6.7 Выбор уставок по выдержкам времени**

Уставка по времени запоминания срабатывания ДЗО (DT6)

Уставка выбирается из условия обеспечения надежного отключения выключателей присоединений.

Уставка по времени запоминания команды опробования (DT8)

Уставка выбирается с учетом времени включения опробуемого выключателя, времени действия ДЗО, времени отключения выключателя и времени запаса. Рекомендуемое значение уставки 0,5 с.

Уставка по времени запоминания работы ДЗО (DT9)

Уставка должна перекрывать время автоматической сборки доаварийной схемы ошиновки с учетом времени срабатывания ДЗО, времени отключения выключателей, времени АПВ и времени запаса (0,5 с).

Уставка по времени задержки на цикл АПВ (DT10)

Уставка выбирается с учетом времени АПВ питающего присоединения, включаемого первым.

Уставка по времени запоминания отсутствия напряжения (DT13)

Уставка должна перекрывать время АПВ первого присоединения и выдержку времени DT14.

Уставка по времени задержки при подаче напряжения (DT14)

Уставка выбирается с учетом времени АПВ питающего присоединения, включаемого первым.

Уставка по времени запоминания срабатывания ДЗО (DT15)

Уставка выбирается с учетом того, чтобы ввод "очувствления" ДЗО продолжался в течении цикла АПВ. При этом должна быть достигнута необходимая чувствительность ДЗО в режимах срабатывания ДЗО, опробования, АПВ первого присоединения.

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

ПС 110 кВ Горький – крупная узловая реконструируемая подстанция Хабаровска, связывающая Хабаровскую ТЭЦ подстанции города Хабаровск.

Главной целью работы является полная реконструкция ПС 110 кВ Горький, в связи с увеличением мощности трансформаторов, увеличения объема потребления рассматриваемой сети. Таким образом, ПС 110 кВ Горький имеет установленную мощность трансформаторов 126 МВА. На территории подстанции расположены:

- ОРУ 110 кВ. В состав данного распределительного устройства входит следующее оборудование:
- выключатели элегазовые ВГТ-110П-40/3150У1;
- измерительные трансформаторы тока ТОЛ-110Б-П У2;
- измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-110 У2;
- ограничители перенапряжения ОПНп-110/125/10/550.

– КРУ 35 кВ типа КРУН К-405 производства Чебоксарского электромеханического завода. В состав данного КРУН входит следующее оборудование:

- выключатели вакуумные ВВУ-35-25/630-1600 У2;
- измерительные трансформаторы тока ТОЛ-35Б-П У2;
- измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-35 У2;
- ограничители перенапряжения ОПНп-35/42/10/760.
- КРУ 6 кВ типа К-59 производителя г. Чебоксары ЗАО «Промэнерго».

В состав данного КРУН входит следующее оборудование:

- выключатели вакуумные ВВУ-СЭЦ-Э-10-31,5/3150 У2;
- измерительные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10 800/5;
- измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-10 У2;
- ограничители перенапряжения ОПНп-6/7,2/10/550.

- 2 силовых трансформатора ТДТН-63000/110/35/10 УХЛ1;
- 2 герметичных трансформатора собственных нужд наружной установки ТМГ-250/10/0,4 У1.

Всё оборудование подстанции соединено элементами жёсткой и гибкой ошиновки, на её территории применяется ряд проходных полимерных и фарфоровых изоляторов разного типа. Процесс выбора первичного оборудования расписан в главе 3.

В данной главе описаны принципы безаварийной и безопасной работы объекта при осуществлении технического и оперативного обслуживания оборудования. Все разделы расписаны на основе ПУЭ, издание 7 [5].

Дальше будут рассмотрены вопросы безопасности на объекте, действий при ликвидации аварийных последствий чрезвычайных ситуаций и экологичности при обслуживании масляного силового трансформатора.

### **7.1 Безопасность**

Применяемое на ПС Горький электрооборудование, материалы и электротехнические изделия соответствуют требованиям государственных стандартов и технических условий, утверждённых в установленном порядке.

Способ установки, исполнение, конструкция, класс и характеристики изоляции применяемого оборудования, приборов, аппаратов и прочих машин, а также проводов и кабелей соответствует параметрам электроустановки или сети, условиям окружающей среды, режимам работы и требованиям соответствующих глав ПУЭ [5].

Все используемые электроустановки и связанные с ними конструкции устойчивы в отношении воздействия окружающей среды или защищены от этого воздействия [5].

На ПС 110 кВ Горький обеспечено лёгкое распознавание частей, относящихся к отдельным элементам (определенное расположение электрооборудования, надписи, маркировка, наглядность и простота схем, расцветка).

Электроустановки на ПС 110 кВ Горький по условиям электробезопасности делятся на электроустановки напряжением до 1 кВ и электроустановки напряжением выше 1 кВ (по действующему значению напряжения).

Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц обеспечивается выполнением мер защиты – заземлением и защитными мерами безопасности а также следующих мероприятий [5]:

- применение надлежащей изоляции, а отдельных случаях - повышенной;
- применение двойной изоляции;
- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;
- применения блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- надежного и быстродействующего автоматического отключения частей электрооборудования
- заземления или зануления корпусов электрооборудования и элементов электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции;
- выравнивание потенциалов;
- применение разделительных трансформаторов;
- применения напряжений 42В и ниже переменного тока (50 Гц) и 110В и ниже постоянного тока;
- применения предупредительной сигнализации, надписей и плакатов;
- применения устройств, снижающих напряженность электрических полей;
- использования средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического поля в электроустановках, в которых его напряженность превышает допустимые нормы.

В электропомещениях с установками напряжением до 1 кВ допускается

применение неизолированных и изолированных токоведущих частей без защиты от прикосновения, если по местным условиям такая защита не является необходимой для каких-либо иных целей (например, для защиты от механических воздействий). При этом доступные прикосновению части должны располагаться так, чтобы нормальное обслуживание не было сопряжено с опасностью прикосновения к ним [5].

Ограждающие и закрывающие устройства должны быть выполнены так, чтобы снимать или открывать их можно было только при помощи ключей или инструментов [5].

В жилых, общественных и других помещениях устройства для ограждения и закрытия токоведущих частей должны быть сплошные; в помещениях, доступных только для квалифицированного персонала, эти устройства могут быть сплошные, сетчатые или дырчатые [5].

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т.п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с действующими правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках [5].

Лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, должны обеспечивать соблюдение технических условий при эксплуатации энергообъектов, учет их состояния, расследование и учет отказов в работе энергоустановок и их компонентов, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

В объем периодического технического освидетельствования на основании действующих нормативно-технических документов должны быть включены: наружный и внутренний осмотр, проверка технической документации, испытания на соответствие условиям безопасности оборудования, зданий и сооружений (гидравлические испытания, настройка предохранительных клапанов, испытания автоматов безопасности, грузоподъемных механизмов, контуров заземлений и т.п.).

Электрооборудование, токоведущие части, крепления, ограждения, изоляторы, несущие конструкции, изоляционные расстояния должны быть выбраны и установлены так, чтобы:

1) при нарушении правильных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

2) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия – нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ;

3) была обеспечена возможность удобной транспортировки оборудования;

4) при снятом напряжении в какой-либо цепи, относящиеся к ней, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту без нарушения нормальной работы соседней цепи.

При срабатывании газового реле на сигнал должен быть произведен наружный осмотр трансформатора (реактора), отобран газ из реле для анализа и проверки на горючесть. Для обеспечения безопасности персонала при отборе газа из газового реле и выявления причины его срабатывания должны быть произведены разгрузка и отключение трансформатора (реактора). Время выполнения мероприятий по разгрузке и отключению трансформатора должно быть минимальным.

## **7.2 Экологичность**

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране окружающей природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости. В электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т.п. В соответствии с действующими требованиями по охране окружающей среды должна быть исключена

возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на территории, не предназначенные для хранения таких отходов [5].

В этом разделе будет рассмотрен вопрос экологичности эксплуатации трансформаторного оборудования с большим содержанием масла в баке. В качестве расчета, приведем пример для трансформаторов 110 кВ ТДТН-63000/110/35/10 УХЛ1.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [5]:

1) Габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрооборудования не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе более 2 до 10 т; 1,5 м при массе более 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньшим на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора на расстоянии менее 2 м. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора (реактора). У баковых выключателей маслоприемники должны быть рассчитаны на прием 80% масла, содержащегося в одном баке.

2) Устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т. п.

3) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. При этом маслоприемники должны выполняться заглубленными, рассчитанными на полный объем масла, содержащегося в установленном над ними оборудовании, и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан толщиной не



менее 0,25 м слой чистого гравия или промытого гранитного щебня либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Удаление масла и воды из заглубленного маслоприемника должно предусматриваться переносным насосным агрегатом. При применении маслоприемника без отвода масла рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

4) Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли). При выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п. 1. Незаглубленный маслоприемник должен выполняться в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не менее 0,25 и не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки. Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно быть засыпано крупным чистым гравием или промытым гранитным щебнем либо непористым щебнем другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

5) При установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным.

6) Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара автоматическими стационарными устройствами, на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений; 50% масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков.

7) Маслосборники должны быть рассчитаны на полный объем масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, и должны выполняться закрытого типа.

Допускается размещение маслосборника вне ограды ПС (преимущественно для комплектных трансформаторных подстанций и ПС 110 кВ с блочными и мостиковыми схемами электрических соединений) при условии его ограждения, обеспечения подъезда автотранспорта и согласовании с землевладельцем .

Расстояния от резервуаров открытых складов масла должны быть не менее:

а) до зданий и сооружений электростанций и ПС (в том числе до трансформаторной мастерской): 12 м - для складов общей емкостью до 100 т масла; 18м - для складов емкостью более 100 т;

б) до жилых и общественных зданий - расстояния на 25% больше указанных в п.а;

Маслосборники рассчитываются из условий размещения 100% масла, содержащегося в наибольшем трансформаторе, 80% расчетного расхода воды от автоматического пожаротушения, с предусматриваемой сигнализацией наличия условно чистой воды, с выводом сигнала на щит управления.

Характеристики трансформатора представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Параметры силового трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДТН-63000/110/35/10 УХЛ1
Мощность, МВА	63
Масса полная, т	105,4
Масса масла, т	25,8
Высота, м	6,46
Длина, м	6,91
Ширина, м	4,67

На ПС Горький планируется к установке маслоприёмник с отводом масла. Объем масла находится по формуле:

$$V = \frac{m}{\rho_m} \quad (7.1)$$

где  $\rho_m$  - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-750 -  
 $\rho_m = 895 \text{ кг} / \text{м}^3$ .

$$V = \frac{25,8}{0,895} = 28,8 \text{ м}^3,$$

Для трансформатора на ПС Горький принимаем прямоугольный маслоприёмник емкостью 29 м<sup>3</sup> с установкой металлической решетки на нём, на которую насыпан гравий или щебень толщиной 0,25 м.

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B', \quad (7.2)$$

Длина маслоприёмника:

$$L' = L + \Delta \quad (7.3)$$

где L – длина трансформатора, м;

$\Delta$  - размер выступа за габариты, который зависит от массы масла, м.

$$L' = 6,91 + 1,5 \cdot 2 = 9,91 \text{ м}$$

Ширина маслоприёмника:

$$B' = B + \Delta \quad (7.4)$$

где B – ширина трансформатора, м.

$$B' = 4,67 + 1,5 \cdot 2 = 7,67$$

$$S = 9,91 \cdot 7,67 = 76 \text{ м}^2$$

Следовательно высота маслоприёмника равна:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 \quad (7.5)$$

где  $h_1=0,25$  – толщина гравийной засыпки.

$$h = \frac{28,83}{76} + 0,25 = 0,63 \text{ м}$$

Зная габариты трансформатора, определим площадь поверхности, на которую поступает вода для тушения пожара.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] \quad (7.6)$$

$$S' = 2 \cdot [(6,46 \cdot 6,91) + (6,46 \cdot 4,67)] = 150 \text{ м}^2$$

Благодаря площади поверхности, на которую поступает вода, можно определить объем воды нужный для тушения пожара.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80}{100} \quad (7.7)$$

$$V' = 150 \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80}{100} = 43,2 \text{ м}^3$$

Зная объем масла и воды, можно определить полный объем маслосборника:

$$V_{\text{мсб.}} = V' + V \quad (7.8)$$

$$V_{\text{мсб.}} = 43,2 + 28,8 = 72 \text{ м}^3$$

### 7.3 Чрезвычайные ситуации

Хоть на подстанции и применяется элегазовое оборудование, являющееся относительно безопасным с точки зрения пожаробезопасности и взрывобезопасности, технологический процесс на ПС 110 кВ Горький сопровождается высокими рисками возникновения ряда чрезвычайных ситуаций, связанных с возгоранием масла и маслосодержащего оборудования выключателей и силовых трансформаторов.

Система предотвращения пожара – комплекс организационных мероприятий и технических средств, исключающих возможность возникновения пожара на объекте защиты [9]. Система противопожарной защиты объекта – совокупность организационных мероприятий и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от пожара.

На подстанциях должны быть проведены следующие мероприятия по предотвращению пожара:

- Защита объекта от попадания снега и дождя (если подстанция открытого типа).
- Установка дверей, изготовленных из негорючих материалов.
- Ограничение доступа посторонних лиц в трансформаторные помещения.
- Содержание в исправном состоянии устройств охлаждения, регулировки и защиты электрооборудования.

- Своевременное и качественное выполнение ремонта основного и дополнительного оборудования.

- Установка автоматической системы пожаротушения, с учётом типа подстанции. При этом, системы пожаротушения должны приводиться в действие только при отсутствии напряжения на трансформаторе.

- Систематическая проверка исправности охранных пожарных систем.

- Обеспечение свободного доступа аварийного транспорта на территорию электрической подстанции.

- Оборудование и указание мест заземления в местах установки пожарной техники.

- Соблюдение правил техники безопасности при работе с энергетическими объектами.

Каждый человек, имеющий доступ к энергетическим объектам, обязан знать последовательность противопожарных действий в случае возгорания на объекте. Помимо выполнения технических мер по пожарной безопасности, необходимо произвести ряд организационных мероприятий: провести противопожарный инструктаж для каждого работника; обучить работников приёмам работы с огнетушителем и пожарным краном; разработать противопожарный режим. необходимо пройти обучение по пожарно-техническому минимуму.

Основываясь на одном из основных Федеральных законов, а именно на основании Технического регламента о требованиях пожарной безопасности, следует заключить основные требования пожарной безопасности, выполняющихся на ПС 110 кВ Горький. Эти требования изложены в статье закона, указанного выше [9] «Требования пожарной безопасности к электроустановкам зданий и сооружений».

Для всех производственных и складских помещений должна быть определена категория взрывопожарной и пожарной опасности, а также класс зоны по Правилам устройства электроустановок, которые надлежит обозначать на дверях помещений.

Во всех помещениях подстанции на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием номера телефона вызова пожарной охраны.

Должна быть обеспечена безопасность людей при пожаре, а также разработаны инструкции о мерах пожарной безопасности для каждого взрывопожароопасного и пожароопасного участка.

Не разрешается проводить работы на оборудовании, установках и станках с неисправностями, которые могут привести к пожару.

При перепланировке помещений, изменение их функционального назначения или установке нового технологического оборудования должны соблюдаться противопожарные требования действующих норм строительного и технологического проектирования.

За установками пожарной защиты должен быть установлен постоянный надзор со стороны работников предприятия. Документ о закреплении зон обслуживания и оборудования за цехами предприятия, определении численности персонала и лицах, ответственных за техническое обслуживание установок пожарной защиты и их готовность к работе, утверждается руководством предприятия.

Электроустановки ПС Горький соответствуют классу пожаровзрывоопасной зоны, в которой они установлены, а также категории и группе горючей смеси. Для обеспечения бесперебойного энергоснабжения систем противопожарной защиты, установленных в зданиях класса функциональной пожарной опасности с круглосуточным пребыванием людей, должны предусматриваться автономные резервные источники электроснабжения [9].

Вертикальные и горизонтальные каналы для прокладки контрольных и силовых кабелей и проводов на территории ПС Горький имеют защиту от распространения пожара. В местах прохождения кабельных каналов, кабелей, коробов и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости должны быть предусмотрены кабельные проходки с

пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций [9].

Кабельные линии и электропроводка систем противопожарной защиты, средства обеспечения деятельности подразделений пожарной охраны, систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, аварийного освещения на путях эвакуации, аварийной вентиляции и противодымной защиты, автоматического пожаротушения, внутреннего противопожарного водопровода, лифтов для транспортировки подразделений пожарной охраны в зданиях и сооружениях должны сохранять работоспособность в условиях пожара в течение времени, необходимого для выполнения их функций и эвакуации людей в безопасную зону [9]. Все кабели от силового оборудования ПС Горький до вводно-распределительных устройств проложены в отдельных огнестойких каналах или имеют огнезащиту. Кабели, прокладываемые открыто, исключают поддержание горения.

Светильники аварийного освещения на путях эвакуации с автономными источниками питания обеспечены устройствами для проверки их работоспособности при имитации отключения основного источника питания [9].

Линии электроснабжения помещений зданий и сооружений на территории ПС Горький имеют устройства защитного отключения, предотвращающие возникновение пожара. Распределительные щиты имеют защиту, исключающую распространение горения за пределы щита из слаботоочного отсека в силовой и наоборот [9].

Уплотнения мест прохода кабелей и импульсных линий через стены, разделяющие помещения, и уплотнения вводов кабелей и импульсных линий в щиты и панели должны обеспечивать плотность или герметичность в соответствии с правилами пожарной безопасности. Проверка состояния уплотнений производится после капитального ремонта и по мере необходимости.



## 8 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 8.1 Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ

Среди множества фирм производителей устройств РЗА были выбраны устройства фирмы отечественного производителя – НТЦ «Механотроника» шкафы на базе терминалов БЭ2704 V044 и БЭ2704 V051, типа ШЭ2607 045 и ШЭ2607 065. Марки выбранных терминалов и поставляемые комплектующие с ПО приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Марки выбранных микропроцессорных терминалов

Изготовитель	Комплект поставки	Количество, шт	Цена за шт, руб.	Стоимость
1	2	3	4	5
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 044	1	680000	680000
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 044	1	680000	680000
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 051	1	700000	700000
НПП «ЭКРА»	БЭ2704 051	1	700000	700000
НПП «ЭКРА»	Комплект ПО	2	300000	600000
НПП «ЭКРА»	Комплект ПО	2	390000	780000
Итого	-	-	-	4140000

### 8.2 Капиталовложения в реализацию проекта

Капитальные вложения необходимые на установку РЗА состоят из стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат.

$$K_{\Sigma} = (K_{обp} + K_{CMP} + K_{np}) \cdot k_{инф}, \quad (8.1)$$

где  $K_{обp}$  - сметная стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{СМР}$  - строительно-монтажные работы, тыс. руб.;

$K_{пр}$  - прочие затраты;

$k_{инф}$  - коэффициент инфляции.

Таблица 8.2 – Данные по структуре капиталовложений в электросетевом строительстве

Наименование объекта	Капиталовложения в строительство, %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительно-монтажные работы	Прочие затраты
РЗ открытых и закрытых электрических подстанций напряжением 35-750 кВ	100	51	37	12

Так как стоимость оборудования составляет 51% от общих капиталовложений в установку оборудования, найдем общие капиталовложения, капиталовложения на строительно-монтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{4140000}{0,51} = 8117647 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на строительно-монтажные работы:

$$K_{СТР} = 0,37 \cdot 8117647 = 3003529 \text{ руб.}$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{IP} = 0,12 \cdot 8117647 = 974118 \text{ руб.}$$

### 8.3 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки любого из энергетических объектов будут состоять из амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования.

$$I = I_{PЭ} + I_{AM} \quad (8.2)$$

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяется по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{сл}} \quad (8.3)$$

где *K* – капиталовложения;

*T*<sub>сл</sub> – срок службы оборудования (20 лет).

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяется по формуле:

$$I_{PЭ} = \alpha_{opэ} \cdot K \quad (8.4)$$

где  $\alpha_{opэ}$  - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования (0,0155)

Рассчитаем эксплуатационные издержки:

$$I = 0,0155 \cdot 8117647 + \frac{8117647}{20} = 531706 \text{ руб.}$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Восточный район энергосистемы Хабаровска подвержен особому вниманию в части перспективного развития региона. ПС 110 кВ Горький – важнейший узел в данном районе, осуществляющий связь между Хабаровской ТЭЦ и семью важными подстанциями станциями.

В ходе работы была осуществлена основная цель работы – выполнена реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Горький. Помимо этого, была выявлена необходимость проведения комплексной реконструкции первичного оборудования, ввиду замены двух силовых трансформаторов в связи с отсутствием резерва свободной мощности.

В ходе работы было выбран новый состав трансформаторного оборудования, разработана более надежная схема подстанции, реконструирована система релейной защиты и сетевой автоматики с заменой их на интеллектуальные микропроцессорные устройства от отечественного производителя НПП «ЭКРА». В частности, были выбраны и рассчитаны устройства РЗА силовых трансформаторов, шин 110 кВ и сетевой автоматики присоединений 110 кВ, а также АВР в сети потребителя.

В работе были подробно раскрыты вопросы безопасного оперативного обслуживания электроустановок, экологичности при эксплуатации маслонаполненного оборудования, чрезвычайных ситуаций и ликвидации их последствий. В работе также выполнена технико-экономическая оценка результатов реконструкции в части устройств РЗА.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2014, – 86 с.
- 3 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.
- 4 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 5 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.
- 6 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.
- 7 Иванов, А.Н. Силовое оборудование станций и подстанций: пособие для вузов./А.Н. Иванов и др. – М., 2018. – 608 с.
- 8 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.
- 9 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Стандарт организации. Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». СТО 56947007-29.240.30.047-2010. – 128 с.
- 10 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения

17.04.2020).

11 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

12 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. - М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2017.

13 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

17 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 368 с.

18 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.

19 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368с.

20 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с.

21 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2014. – 366 с.

22 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2014.

23 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184 с.

24 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические

рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

25 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб. пособие для вузов./П.П. Кукин, В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев и др.– Москва, 2-е изд. испр. и доп. М.: Высш. шк., 2013. – 319 с.

26 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва:Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

27 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

28 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2012. – 30 с.