

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция подстанции Силикатная напряжением 110/35/10 кВ в Амурской области

Исполнитель

студент группы 142-об1

(подпись, дата)

А.С. Бастрыгин

Руководитель

профессор,

канд. техн. наук

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

« ____ » _____ 2025 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Бастрыгина Алексея Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции Силикатная напряжением 110/35/10 кВ Амурской области

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 20.06.2025

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема ПС 110/35/10 кВ Силикатная, данные контрольных зимних и летних замеров по ПС, схема электрических соединений ПС 110/35/10 кВ Силикатная.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ существующей подстанции, расчет токов короткого замыкания, проверка и замена оборудования ПС 110/35/10 кВ Силикатная.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 30 таблиц, 10 рисунков, программный продукт MatchCAD.

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

7. Дата выдачи задания 02.04.2025 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 02.04.2025 г.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 128 с., 33 таблицы, 10 рисунков, 2 приложения, 31 источник

ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ, ОТКРЫТОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ЗАКРЫТОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ИЗОЛЯТОР, ШИНА

В данной выпускной квалификационной работе представлен план реконструкции и модернизации подстанции «Силикатная» напряжением 110/35/10 кВ, находящаяся в п. Белогорье Амурской области.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта реконструкции подстанции «Силикатная» с учетом современных требований к энергоснабжению, предложение вариантов выполнения реконструкции подстанции и подробная разработка наиболее оптимальной из них, оценка экономической эффективности проекта реконструкции, повышения надежности и эффективности работы оборудования. Для выбора основного электрооборудования рассчитаны токи короткого замыкания.

Основными этапами работы также является расчет релейной защиты и автоматики, их описание, расчет заземления и молниезащиты подстанции «Силикатная». Следующим этапом проводится оценка и расчет надежности реконструируемой подстанции. Завершающим этапом работы рассматривается безопасность и экологичность подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Анализ исходных данных	10
1.1 Климатическая характеристика рассматриваемого района	10
1.2 Анализ существующей подстанции «Силикатная»	12
2 Разработка вариантов реконструкции	14
3 Расчет токов короткого замыкания и рабочих токов	16
4 Выбор электрических аппаратов	23
4.1 Выбор выключателей	24
4.2 Выбор разъединителей	33
4.3 Выбор трансформаторов напряжения	37
4.4 Выбор трансформаторов тока	43
4.5 Выбор ОПН	50
4.6 Выбор аккумуляторных батарей	53
4.7 Выбор трансформаторов собственных нужд	56
4.8 Выбор изоляторов	57
4.9 Выбор и проверка шин	62
4.10 Выбор высокочастотных заградителей	67
4.11 Выбор конденсаторов связи и фильтров присоединения	69
4.12 Выбор и проверка силовых трансформаторов	70
5 Релейная защита и автоматика	73
5.1 Релейная защита силового трансформатора	73
5.1.1 Дифференциальная защита трансформатора	74
5.1.2 Максимальная токовая защита	83
5.1.3 Защита от перегрузки	85
5.1.4 Газовая защита	86
5.2 Описание защиты линий	88
5.3 Описание защиты шин низкого напряжения	89

5.4 Описание защиты отходящих присоединений	91
5.5 Автоматика на подстанции	93
6 Выбор системы оперативного постоянного тока (СОПТ)	96
7 Заземление и молниезащита	98
7.1 Расчет молниезащиты подстанции	98
7.2 Расчет заземляющего устройства подстанции Силикатная	101
7.3 Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ	104
8 Технико-экономический расчет	107
8.1 Расчет капиталовложения	107
8.2 Расчет эксплуатационных затрат	109
9 Безопасность и экологичность	112
9.1 Безопасность	112
9.2 Экологичность	116
9.3 Чрезвычайные ситуации	121
Заключение	125
Библиографический список	126
Приложение А Расчет токов короткого замыкания	
Приложение Б Расчет молниезащиты подстанции	

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АБ – аккумуляторная батарея
ВКР – выпускная квалификационная работа
ВВ – высоковольтный выключатель
ВЛ – воздушная линия
ВЧЗ – высокочастотный заградитель
ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора
ЗРУ – закрытое распределительное устройство
КЗ – короткое замыкание
КЛ – кабельная линия
КРУ – комплектное распределительное устройство
КС – конденсатор связи
ЛЭП – линия электропередач
МТЗ – максимальная токовая защита
ОПН – ограничитель перенапряжения
ОРУ – открытое распределительное устройство
ПС – подстанция
ПУЭ – правила устройств электроустановок
ПТЭ – правила технической эксплуатации
РУ – распределительное устройство
РЗиА – релейная защита и автоматика
СН – собственных нужд
СОПТ – система оперативного постоянного тока
СТ- силовой трансформатор
ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности
ТН – трансформатор напряжения
ТСН – трансформатор собственных нужд
ТТ – трансформатор тока
ФП – фильтр присоединения

ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая инфраструктура является ключевым элементом экономического развития регионов. Подстанция «Силикатная», расположенная в п. Белогорье Амурской области, обеспечивающая электроснабжение потребителей на уровнях напряжения 110/35/10 кВ, требует реконструкции в связи с моральным и физическим устареванием оборудования, увеличением нагрузок и необходимостью повышения надежности энергоснабжения. В связи с этим актуальной задачей становится реконструкция существующих подстанций с целью повышения их производительности, безопасности и соответствия современным требованиям. Реконструкция подстанции позволит обеспечить устойчивую работу энергосистемы, снизить потери электроэнергии и повысить качество обслуживания потребителей.

Целью выпускной квалификационной работы является реновация подстанции «Силикатная» с учетом современных требований к энергоснабжению и разработка наиболее оптимальной системы, проверка существующего оборудования, выбор и замена устаревшего. Проверка экономической целесообразности.

Практическая значимость моей выпускной квалификационной работы заключается в следующем:

1. Оптимизации энергетической инфраструктуры - модернизация оборудования и внедрение современных технологий положительно повлияют на эффективность работы подстанции, а также снизят потери электрической энергии и улучшат управляемость энергосистемы;

2. Экономическая выгода – за счет использования более современного и эффективного оборудования возможно снижение эксплуатационных затрат, а также уменьшение частоты аварийных ситуаций, что в свою очередь будет способствовать снижению затрат на их устранение;

3. Безопасность и экологичность – внедрение нового оборудования и различного рода систем контроля повысит безопасность эксплуатации

подстанции для персонала, а также для окружающей среды, поскольку это способствует снижению рисков аварий, а также снижению рисков утечек масла из масляного оборудования, тем самым уменьшит негативное влияние на окружающую среду;

4. Соответствие современным стандартам – данная реконструкция позволит привести подстанцию в соответствие с актуальными нормативными требованиями и стандартами, что важно для длительной эксплуатации объекта.

В ВКР решается ряд следующих задач:

1. Анализ текущего состояния подстанции Силикатная;
2. Электрические расчеты;
3. Разработка технического решения;
4. Обеспечение безопасности и экологичности;
5. Экономическое обоснование.

Экономический эффект может быть оценен по следующим направлениям:

1. Снижение эксплуатационных затрат, то есть уменьшение потерь электроэнергии, снижение затрат на ремонт и обслуживание, увеличение срока службы оборудования;

2. Повышение надежности ПС и снижение ущерба от аварийных ситуаций;

3. Срок окупаемости проекта, поскольку после окупаемости проекта экономический эффект будет продолжаться за счет снижения эксплуатационных затрат;

4. Экологический эффект, который будет заключаться в том, что произойдет снижение вредного воздействия на окружающую среду.

Исходными данными для ВКР является однолинейная схема подстанции «Силикатная», где представлен перечень установленного оборудования, данные контрольных замеров электрических нагрузок сети, схема электрических соединений ПС 110/35/10 кВ «Силикатная». Для выбора новых электрических аппаратов представлена климатическая характеристика района, где расположена подстанция.

Для правильного выбора оборудования необходимо определить токи

короткого замыкания. При подборе оборудования учитываются его номинальное напряжение, рабочий ток, а также климатические особенности района. Важными критериями для электрооборудования являются экологичность, эксплуатационные показатели и безопасность. Оборудование проверяется на устойчивость к токам КЗ. Релейная защита подбирается для обеспечения безопасности силовых трансформаторов и ЛЭП.

Для выполнения поставленных задач применяются универсальные компьютерные программы, такие как: MatchCAD 16, Microsoft Office, Microsoft Office 2016, Microsoft Visio.

1 АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

1.1 Климатическая характеристика рассматриваемого района

Село Белогорье основано в 1860 году крестьянами из Восточной Сибири. Расположено в Благовещенском муниципальном округе Амурской области географически ближе к реке Зeya, находится на юго-западе Амурской области. По данным 2021 года население Белогорья составляет 3136 человек.

Село расположено в благоприятных климатических условиях, о чем свидетельствует активная аграрная деятельность. Экономически регион достаточно развит, поскольку продукты производства сои и других злаков пользуется спросом не только у жителей Амурской области, но и у соседних регионов.

Климатические и географические условия района, в котором расположена подстанция, имеют высокое значение, поскольку выбор оборудования, долговечность его работы и надежность зависят именно от этого. Карта климатического районирования показана на рисунке 1.

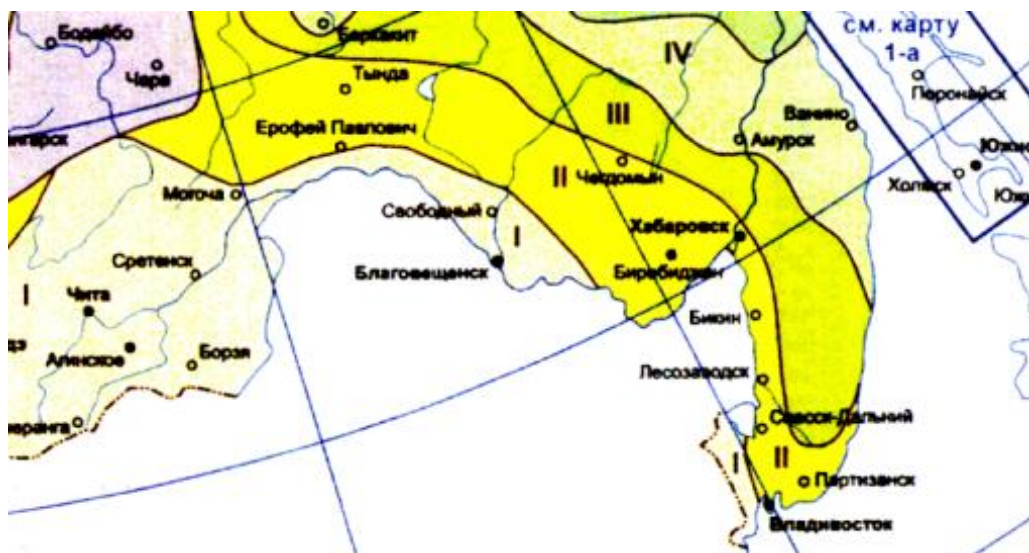


Рисунок 1 – Карта климатического районирования

Согласно карте климатического районирования, территория относится к климатическому подрайону 1А. Климат Амурской области резко-континентальный с чертами муссонности.

Зима в области суровая, на севере средняя температура может понизиться

до -40 градусов, местами до -45 градусов, на юге – доходит до -28...-24 градусов. Осадки в зимнее время года незначительны, высота снежного покрова 20 – 40 см.

Лето в Амурской области теплое, температура варьируется от +18 до +41 градусов, в межгорных и горных районах она достигает +12...+17 градусов. Летние дожди приводят к разливам рек, годовое количество осадков – 60 – 70 %. Общее количество осадкой в год – в среднем 500 – 600 мм.

Характеристики района рассмотрим в таблице 1:

Таблица 1 - Характеристики района:

Характеристика	Параметры
1	2
Средняя температура за год	0 °С
Температура средняя наиболее холодной пятидневки (расчетная температура отопления)	-34 °С
Температура средняя наиболее холодного периода (расчетная температура для вентиляции)	-25 °С
Абсолютная минимальная температура	-45 °С
Абсолютная максимальная температура	+41 °С
Средняя температура наиболее холодного месяца	-24,3 °С
Средняя температура за отопительный период	-11,5 °С
Район по ветру	III
Район по гололёду	III
Район по снегу	1
Нормативная толщина стенки гололёда	10 мм
Число грозových часов в год	40-60 ч
Высота снежного покрова, тах	25 см
Степень загрязнения атмосферы	1
Глубина промерзания грунтов	3 м
Относительная влажность	80 %

1	2
Высота над уровнем моря	314
Средняя скорость ветра в зимний период	2,9 м/с
Средняя скорость ветра в летний период	3,1 м/с

Для выбранного района проектирования необходимо выбирать оборудование, соответствующее умеренно холодному климату (УХЛ).

Указанные данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования.

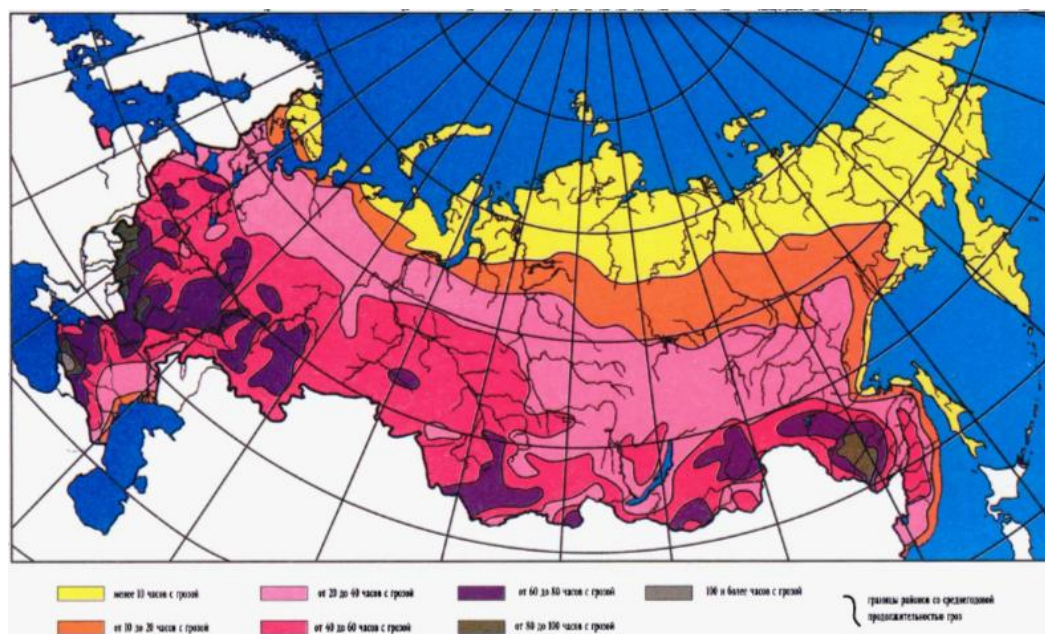


Рисунок 2 – Карта грозовой активности района [24]

1.2 Анализ существующей подстанции «Силикатная»

Подстанция напряжением 110/35/10 кВ Силикатная представляет собой подстанцию с двумя трехобмоточными трансформаторами марки ТДТН – 10000/110/35/10. К сети подстанция Силикатная подключена через ВЛ 110 кВ Среднебелая – Силикатная и ВЛ 110 кВ Благовещенская – Силикатная. Подстанция Силикатная является транзитной и может получать питание от ПС Белогорская, помимо этого, питание подстанции Силикатная может осуществляться от ПС Благовещенская по ВЛ, а на случай аварийных ситуаций

– от Благовещенской ТЭЦ. На средней стороне подстанция Силикатная связана с ПС Новотроицкая по напряжению 35 кВ. Потребители снабжаются электроэнергией от шин 10 кВ подстанции.

Всего к ПС Силикатная подходит две воздушные линии 110 кВ – ВЛ-110 кВ Среднебелая, ВЛ-110 кВ Благовещенская.

Для электроснабжения потребителей на напряжение 35 кВ от ПС Силикатная отходит одна ВЛ-35 кВ Новотроицкая.

От ПС Силикатная выполняется электроснабжение потребителей от шин 10 кВ по воздушным линиям ВЛ-10 кВ Ф-2, ВЛ-10 кВ Ф-4, ВЛ-10 кВ Ф-5, ВЛ-10 кВ Ф-6, ВЛ-10 кВ Ф-7, ВЛ-10 кВ Ф-8, ВЛ-10 кВ Ф-10, ВЛ-10 кВ Ф-12, ВЛ-10 кВ Ф-13, ВЛ-10 кВ Ф-14, ВЛ-10 кВ Ф-15, ВЛ-10 кВ Ф-16, ВЛ-10 кВ Ф-18, ВЛ-10 кВ Ф-20.

Открытое распределительное устройство на напряжение 110 кВ ПС Силикатная выполнено по схеме «5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». На присоединениях ВЛ-110 кВ и силовых трансформаторов установлены элегазовые выключатели LTB 145D1/B, с приводом типа BLK 222.

Открытое распределительное устройство на напряжение 35 кВ ПС Силикатная выполнено по схеме «35-9 - Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Установлены элегазовые выключатели ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.

Закрытое распределительное устройство 10 кВ выполнено по схеме № 10-9 «Одна секционированная выключателем система шин» с применением ячеек КРУ внутренней установки. Установлены масляные выключатели ВМПЭ-10/630 в ячейке 5, 10. В ячейках 1,2,4,6,7,8,9,12,13,14,15,16,18,19,20 установлены вакуумные выключатели марки ВВ/TEL-10.

Реконструкция подстанции осуществляется с целью замены старого оборудования, исчерпавшего свой ресурс, на новое, более актуальное. Также для реконструкции ПС послужила задача в виде ухода от маслonaполненного оборудования.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

Модернизация открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ осуществляется для достижения трёх основных целей, таких как: увеличение надежности, усиление безопасности условий эксплуатации и оптимизация технико-экономических показателей подстанции. В рамках данной главы будут проанализированы основные пути технического перевооружения и выбор типовой схемы для открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ.

Рассмотрим две типовые схемы:

1. Схема № 110-7 – четырехугольник;
2. Схема № 110-13Н – две рабочие и обходная система шин.

Условия применения типовых схем:

- Схема № 110-7 – принимается для двухтрансформаторных ПС питаемых по 2-м ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ. Может применяться в качестве начального этапа схемы «трансформаторы-шины». Схема является альтернативной схемам «мостиков» и по многим показателям является предпочтительной [29].

Данная схема обладает большей надежностью по сравнению со схемой «мостика», поскольку повреждение в линии или трансформаторе приводит к отключению только поврежденного элемента.

- Схема №110-13Н – тоже, что и для схем 13, но при наличии присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при планов выводе выключателей из работы. В РУ с устройством для плавки гололеда. При реконструкции и наличии других обоснований [29].

Для реализации схемы № 110-7 на подстанции Силикатная требуется 4 высоковольтных выключателя и 12 разъединителей номинальным напряжением 110 кВ.

Для реализации схемы № 110-13Н на подстанции Силикатная требуется 7 высоковольтных выключателя и 25 разъединителей номинальным напряжением

110 кВ.

Реализация схемы № 110-13Н является экономически нецелесообразной, а также на имеющееся количество присоединений её использование не имеет обоснований. В связи с этим на подстанции Силикатная напряжением 110/35/10 на открытом распределительном устройстве напряжением 110 кВ выбираем схемы № 110-7, как наиболее оптимальную по надежности, безопасности, стоимости и целесообразности.

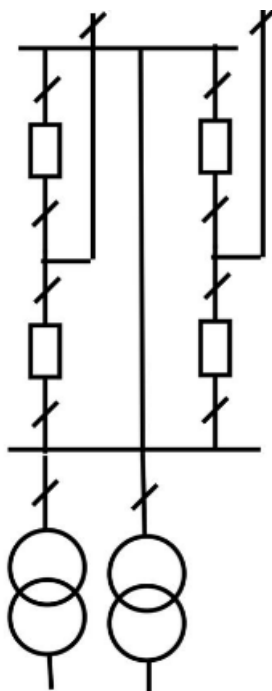


Рисунок 3 – Схема № 110-7 – Четырехугольник

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И РАБОЧИХ ТОКОВ

Расчет токов КЗ является важной частью дипломной работы, так как этот расчет необходим для выбора оборудования на подстанции, а также позволяет оценить устойчивость энергетической системы и правильно настроить релейную защиту и автоматику подстанции.

Расчет токов короткого замыкания включает в себя несколько основных этапов:

1. Определение параметров системы;
2. Составление схемы замещения используемой части;
3. Расчет необходимых сопротивлений;
4. Расчет тока короткого замыкания;
5. Выбор и проверка оборудования по рассчитанным токам КЗ.

Исходная схема сети для расчета токов КЗ представлена на рисунке 2.

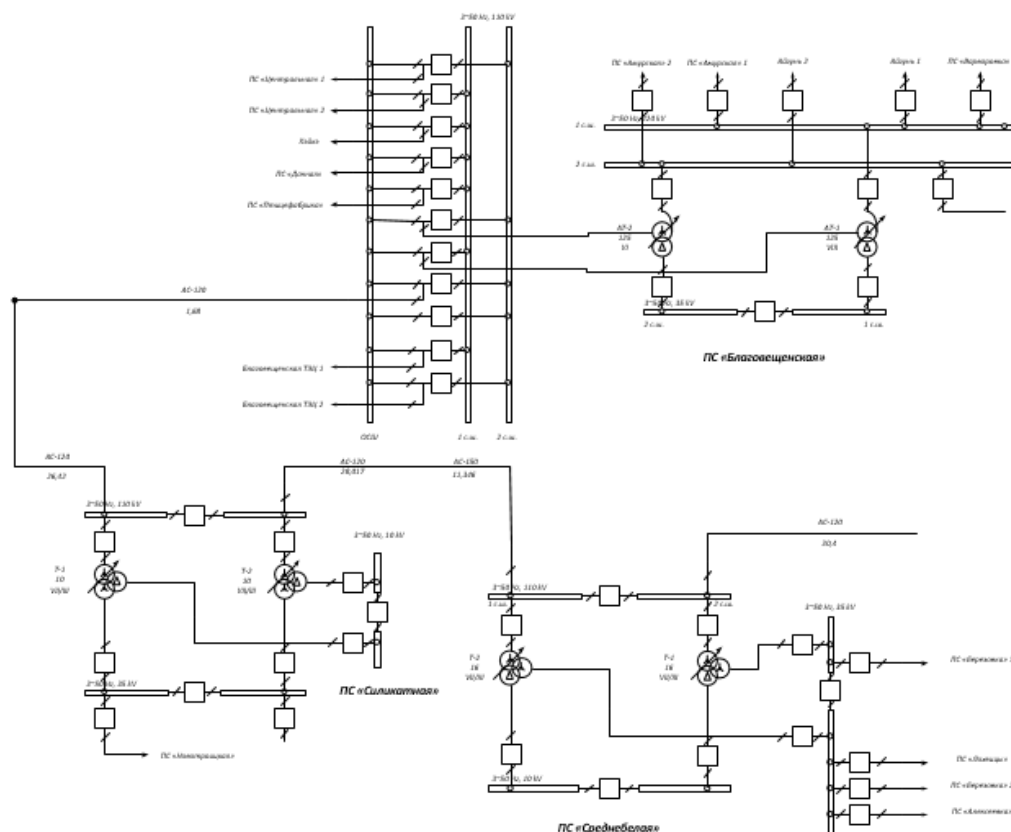


Рисунок 4 – Исходная схема сети

Для расчета токов КЗ первым этапом необходимо составить схему

замещения рассматриваемой подстанции, на которой должны быть указаны все необходимые сопротивления для дальнейших расчетов.

На рисунке 3 показана схема замещения подстанции Силикатная.

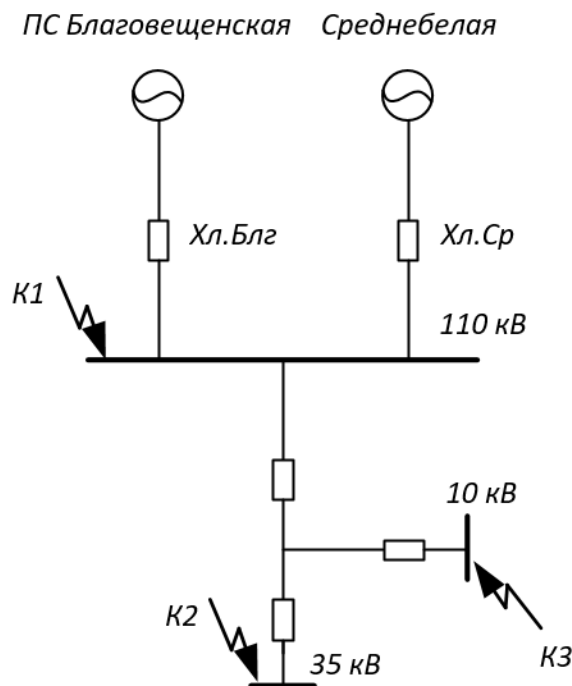


Рисунок 5 – Схема замещения подстанции Силикатная

Расчёт будет выполнен в относительных единицах.

При определении сопротивлений отдельных элементов (воздушных линий, реакторов) необходимо использовать значение среднего номинального напряжения в месте установки данного элемента [1].

Базисное напряжение принимаем равным $U_6 = 115$ кВ.

Ток трехфазного КЗ на шине 110 кВ равен $I_{КЗс} = 4,361$ кА от ПС Благовещенская и $I_{КЗс} = 3,496$ кА от ПС Среднебелая.

Принимаем значение базисной мощности равную $S_6 = 1000$ МВА; $U_6 = 115; 38,5$ и $10,5$ кВ.

Определяем параметры элементов со стороны ПС Благовещенская:

Определяем сопротивление линии, о.е.:

$$X_{л.Блг} = X_0 \cdot l_{л.Блг} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad (1)$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление линии АС-120, Ом/км;

$l_{л.Блг}$ – длина линии ПС Благовещенская – ПС Силикатная, км;

S_B – базисная мощность;

U_B – базисное напряжение.

$$X_{л.Блг} = 0,4 \cdot 28,1 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,85 \text{ о. е.};$$

Далее определяем сопротивление системы от ПС Благовещенская, о.е.:

$$X_{сБлг} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_B}; \quad (2)$$

где U_B – базисное напряжение среднего ряда, в моем случае принимается равным 115 кВ;

$I_{кз}$ – трёхфазный ток короткого замыкания на шинах ПС.

$$X_{сБлг} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 4,361 \cdot 115} = 1,151 \text{ о. е.};$$

Определяем суммарное сопротивление ветви «ПС Благовещенская», Ом:

$$X_{\Sigma 1} = X_{лБлг} + X_{сБлг}; \quad (3)$$

где $X_{лБлг}$ – сопротивление линии ПС Благовещенская – ПС Силикатная;

$X_{сБлг}$ – сопротивление системы от ПС Благовещенская.

$$X_{\Sigma 1} = 0,849 + 1,151 = 2,001 \text{ о. е.};$$

Таким же образом необходимо определить сопротивления оставшихся ветвей:

Определяем параметры элементов со стороны ПС Среднебелая:

Определяем сопротивление линии, о.е.:

$$X_{л.Ср} = X_{0л.АС-120, АС-150} \cdot l_{л.Блг} \cdot \frac{S_B}{U_B^2} \quad (4)$$

где $X_{0л.АС-120}$ – удельное реактивное сопротивление линии АС-120, Ом/км;

$X_{0л.АС-150}$ – удельное реактивное сопротивление линии АС-150, Ом/км;

$l_{л.Ср}$ – длина линии ПС Среднебелая – ПС Силикатная, км.

$$X_{л.Ср} = 0,4 \cdot (28,017 + 11,346) \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,191 \text{ о. е.};$$

Определяем сопротивление системы от ПС Среднебелая, о.е.:

$$X_{\text{ССР}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{Б}}}; \quad (5)$$

где $U_{\text{Б}}$ – базисное напряжение среднего ряда, в моем случае принимается равным 115 кВ;

$I_{\text{КЗ}}$ – трёхфазный ток короткого замыкания на шинах ПС.

$$X_{\text{ССР}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3,496 \cdot 115} = 1,436 \text{ о.е.};$$

Определяем суммарное сопротивление ветви «ПС Среднебелая», о.е.:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\text{ЛСР}} + X_{\text{ССР}} \quad (6)$$

где $X_{\text{ЛСР}}$ – сопротивление линии ПС Среднебелая – ПС Силикатная;

$X_{\text{ССР}}$ – сопротивление системы от ПС Среднебелая.

$$X_{\Sigma 2} = 1,191 + 1,436 = 2,627 \text{ о.е.};$$

Сводится расчетная схема замещения со всеми присоединениями, от которых подпитывается точка короткого замыкания к высокой стороне ПС Силикатная 110 кВ. Необходимо обозначить все Э.Д.С., включая сопротивления приходящих ветвей.

Расчетная схема замещения в первом случае примет вид:

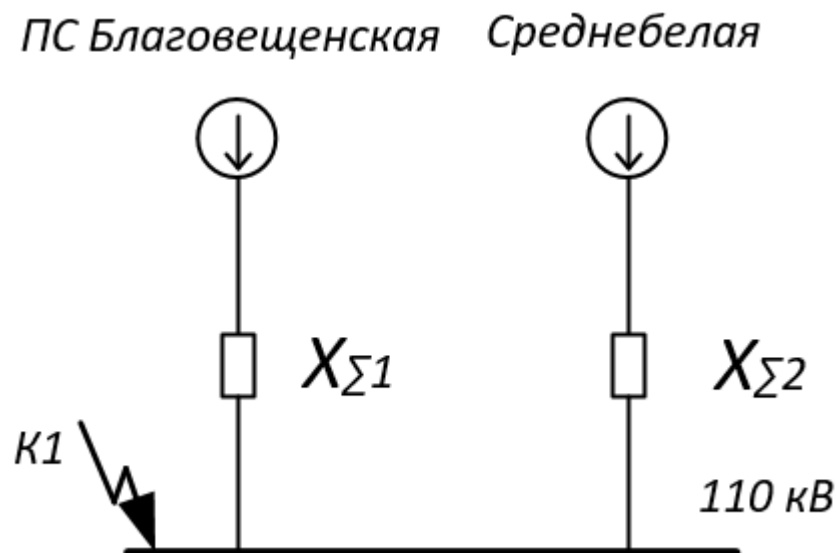


Рисунок 6 - Расчетная схема для точки К1

Необходимо определить сопротивление силового трансформатора, о.е.

Принимаем равным значение напряжения:

$$U_{\text{кзВ-С}} = 10,5\%;$$

$$U_{\text{кзВ-Н}} = 17,5\%;$$

$$U_{\text{кзС-Н}} = 6,5\% \text{ для силового трансформатора ТДТН-10000/110.}$$

$$X_{\text{В}} = 0,5 \cdot \left(\frac{U_{\text{кзВ-С}} + U_{\text{кзВ-Н}} - U_{\text{кзС-Н}}}{100} \right) \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} \quad (7)$$

$$X_{\text{В}} = 0,5 \cdot \left(\frac{10,5 + 17,5 - 6,5}{100} \right) \cdot \frac{1000}{10} = 10,75 \text{ о. е.};$$

$$X_{\text{С}} = 0,5 \cdot \left(\frac{U_{\text{кзВ-С}} + U_{\text{кзС-Н}} - U_{\text{кзВ-Н}}}{100} \right) \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} \quad (8)$$

$$X_{\text{С}} = 0,5 \cdot \left(\frac{10,5 + 6,5 - 17,5}{100} \right) \cdot \frac{1000}{10} = -0,25 \text{ о. е.};$$

$$X_{\text{Н}} = 0,5 \cdot \left(\frac{U_{\text{кзС-Н}} + U_{\text{кзВ-Н}} - U_{\text{кзВ-С}}}{100} \right) \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}} \quad (9)$$

$$X_{\text{Н}} = 0,5 \cdot \left(\frac{6,5 + 17,5 - 10,5}{100} \right) \cdot \frac{1000}{10} = 6,75 \text{ о. е.};$$

Определяем базисный ток ступени КЗ, кА:

$$I_{\text{Б}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Б}}} \quad (10)$$

$$I_{\text{Б1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$I_{\text{Б2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 14,996 \text{ кА};$$

$$I_{\text{Б3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА};$$

Необходимо определить периодическую составляющую тока трехфазного КЗ по следующей формуле:

$$I_{\text{по110}}^{(3)} = \frac{E_{\text{С}}}{X_{\text{ЭКВ1}}} \cdot I_{\text{Б1}} \quad (11)$$

где $X_{\text{ЭКВ1}}$ - суммарное сопротивление линий и систем, приходящих к высокой стороне ПС Силикатная.

$$X_{\text{ЭКВ1}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{\Sigma 1}} + \frac{1}{X_{\Sigma 2}}} \quad (12)$$

$$X_{\text{ЭКВ1}} = \frac{1}{\frac{1}{2,001} + \frac{1}{2,627}} = 1,136 \text{ о. е.};$$

Суммарное сопротивление, приходящее к средней стороне:

$$X_{\text{ЭКВ2}} = X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{В}} + X_{\text{С}} \quad (13)$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = 1,136 + 10,75 - 0,25 = 11,136 \text{ о. е.};$$

Суммарное сопротивление, приходящее к низкой стороне:

$$X_{\text{ЭКВ3}} = X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{В}} + X_{\text{Н}} \quad (14)$$

$$X_{\text{ЭКВ3}} = 1,136 + 10,75 + 6,75 = 18,636 \text{ о. е.};$$

Подставляем полученные значения в формулу (11):

$$I_{\text{по110}}^{(3)} = \frac{1}{1,136} \cdot 5,02 = 4,42 \text{ кА};$$

$$I_{\text{по35}}^{(3)} = \frac{1}{11,636} \cdot 14,996 = 1,289 \text{ кА};$$

$$I_{\text{по10}}^{(3)} = \frac{1}{18,636} \cdot 54,986 = 2,951 \text{ кА};$$

Определяем ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \quad (15)$$

где $K_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент тока короткого замыкания, равен 1,6.

$$i_{\text{уд110}} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 4,42 = 10,002 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд35}} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 1,289 = 2,916 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд10}} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 2,951 = 6,676 \text{ кА}.$$

Расчет точек КЗ представлен в Приложении А.

Результаты расчетов сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов токов КЗ

№ точки короткого замыкания	Трёхфазное КЗ		Двухфазное КЗ		Однофазное КЗ	
	$I_{\text{по}}^{(3)}, \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(2)}, \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(1)}, \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$
К1(110 кВ)	4,42	10,002	3,828	8,662	3,361	7,605
К2(35 кВ)	1,289	2,916	1,116	2,526	-	-
К3(10 кВ)	2,951	6,676	2,555	5,782	-	-

Для дальнейшего выбора высоковольтного оборудования необходимо также знать максимальные рабочие токи. Определим максимальные токи в ветвях силового трансформатора по суммарной мощности питающих ПС по формуле:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (16)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент допустимой перегрузки, равен 1,4;

$S_{\text{Т.ном}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение.

$$I_{\text{раб.махВН}} = \frac{1,4 \cdot 2 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 146,962 \text{ А};$$

Максимальные рабочие токи в ветвях СН и НН СТ найдем по такой же формуле, но без учёта перегрузки, получим:

$$I_{\text{раб.махСН}} = \frac{2 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 329,914 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб.махНН}} = \frac{2 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1155 \text{ А}.$$

Максимальные рабочие токи через выключатели определяем по линейным длительно допустимым токам.

Рабочие токи, необходимые для выбора оборудования представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Максимальные рабочие токи

Расположение ВВ	Максимальный рабочий ток, А
Линейный выключатель 110 кВ	450
Линейный выключатель 35 кВ	390
Линейный выключатель 10 кВ	-
Выключатель 110 кВ в ветвях силового трансформатора	146,962
Выключатель 35 кВ в ветвях силового трансформатора	329,914
Выключатель 10 кВ в ветвях силового трансформатора	1155

По данным рассчитанным значениям максимальных рабочих токов можно обеспечить безопасность, энергоэффективность и надёжность работы высоковольтного электрооборудования путём правильного выбора необходимых электрических аппаратов.

4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов короткого замыкания[1].

К таким аппаратам относится такое оборудование, как:

- автоматический выключатель;
- разъединители;
- трансформаторы напряжения;
- трансформаторы тока и др.

Правильный выбор обеспечивает долговечность работы электрооборудования, а также безопасность работы персонала и бесперебойную работу.

При выборе электрических аппаратов должны соблюдаться следующие условия:

$$- U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (17)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение электрического аппарата;

$U_{\text{уст}}$ – номинальное напряжение установки.

$$- I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (18)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться условие динамической стойкости, которое выглядит следующим образом:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{мах}}. \quad (19)$$

Проверка аппаратов на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами к.з., для чего необходимо знать длительность к.з., $t_{\text{откл}}$ или расчетное время действия тока к.з. Это время определяется суммой двух времен – собственным временем отключения выключателя $t_{\text{в}}$ и собственным временем срабатывания защиты, которое по большей части можно принимать равным 0,01 с [1].

Для того, чтобы проверить электрический аппарат на термическую стойкость, необходимо определить величину теплового импульса КЗ, который характеризует количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время отключения.

4.1 Выбор выключателей

Высоковольтные выключатели при одинаковых параметрах бывают масляные малообъёмные или многообъёмные, элегазовые, вакуумные, воздушные и т.д.

Выключатель является ключевым электрическим аппаратом в электроустановках, который предназначен для включения, отключения, защиты цепей от перегрузок и КЗ.

В соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 выбор выключателей произведем по следующим основным параметрам[2]:

- по напряжению установки;
- по максимальному рабочему току;
- по отключающей способности.

Выбранный выключатель проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость при помощи сравнения каталожных данных выбранного выключателя с произведенными ранее расчётами.

На открытом распределительном устройстве напряжением 110 кВ были рассмотрены 2 марки выключателей: ВТБ-110 производства компании ZETO и ВГТ-110 производства компании ZETO.

Выключатель марки ВГТ-110 имеет следующие преимущества:

- сохранение электрической прочности изоляции выключателя при напряжении равном 84 кВ в случае потери избыточного давления газа в выключателе;
- отключение емкостных токов без повторных пробоев, низкие перенапряжения;

- низкий уровень звуковых шумов при срабатывании (соответствует природоохранному требованию);
- низкие динамические нагрузки на фундаментные опоры;
- надежность и безопасность пружинного привода ППрМ подтверждена многолетним опытом управления колонковыми выключателями;
- наличие в приводе автоматического управления двух ступеней обогрева (антиконденсатный и основной) шкафа привода и контроль их исправности;
- комплектующие изделия закупаются у ведущих, зарекомендовавших себя отечественных и зарубежных производителей;
- блочно-модульная конструкция выключателя позволяет осуществлять поставку заказчику продукции в удобной таре с минимальным объемом при минимальных транспортных затратах, а также обеспечить удобный и оперативный монтаж и ввод в эксплуатацию, которые выполняются под руководством шеф-инженера;
- выключатель состоит из трех полюсов (колонн), установленных на общей раме и управляемых одним пружинным приводом ППрМ или пружинно-гидравлическим приводом ППрГ-2. Возможно исполнение в однополюсном исполнении с управлением приводом ППрМ (По желанию заказчика возможна установка токовых расцепителей сети приводов в количестве 2х штук);
- конструкция взрывобезопасного исполнения;
- низкий уровень утечек — не более 0,5% в год;
- современные технологические и конструкторские решения в области применения и обработки материалов;
- стальные части выключателя и опорные металлоконструкции имеют коррозионно-стойкие покрытия;
- отключение емкостных токов без повторных пробоев, низкие перенапряжения [3].

Выключатель марки ВТБ-110 имеет следующие преимущества:

- выключатель состоит из трех полюсов, установленных на общей раме и управляемых одним пружинным приводом ППрМ, при этом встроенные

трансформаторы тока располагаются с одной стороны в изоляционной крышке, а дугогасительное устройство расположено с противоположной стороны во второй изоляционной крышке;

- базовое исполнение выключателя без опорных металлоконструкций.

Выключатели могут поставляться по заказу с заводскими опорными стойками и площадкой обслуживания;

- низкий уровень утечек элегаза — не более 0,5% в год;

- конструкция взрывобезопасного исполнения;

- стальные части выключателя и опорные металлоконструкции имеют коррозионно-стойкие покрытия;

- сохранение электрической прочности изоляции выключателя при напряжении равном 84 кВ в случае потери избыточного давления газа в выключателе. Отключение емкостных токов без повторных пробоев, низкие перенапряжения;

- наличие в приводе автоматического управления двух ступеней обогрева (антиконденсатный и основной) шкафа привода и контроль их исправности;

- комплектующие изделия (приборы) закупаются у ведущих, зарекомендовавших себя отечественных и зарубежных производителей;

- конструкция выключателя позволяет осуществлять поставку Заказчику продукцию в удобной таре минимальных объемов при минимальных транспортных затратах, а также обеспечить удобной и оперативный монтаж и ввод в эксплуатацию;

- монтаж и ввод в эксплуатацию выполняется под руководством шеф-инженера [4].

Выключатель ВГТ-110 кВ имеет следующие параметры:

Климатическое исполнение и категория размещения	УХЛ*
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	40

Нормированные параметры тока включения, кА	102
Начальное действующее значение периодической составляющей кА	40
Нормированные параметры сквозного тока КЗ, кА	102
Ток электродинамической стойкости, кА	40
Время протекания короткого замыкания, с	3
Собственное время отключения, при номинальном напряжении на элементах управления, мс, не более	38
Полное время отключения, при номинальном напряжении на элементах управления, мс, не более	55
Собственное время включения, при номинальном напряжении на элементах управления, мс, не более	60
Нормированная бестоковая пауза при АПВ, с	0,3
Ток электромагнитов включения и отключения при номинальном напряжении, А, не более	5
Срок службы до среднего ремонта, лет	25
Срок службы до списания, лет	40

Выключатель ВТБ-110 имеет схожие параметры, но главное их отличие – это исполнение самого выключателя. Выключатель ВГТ-110 имеет как однополюсное исполнение, так и трёхполюсное, в связи с этим выбор остановился на выключателе марки ВГТ-110 производства ZETO.

Для проверки выбранного выключателя необходимо определить расчетные параметры, которые в дальнейшем будут сравниваться с его каталожными данными.

Определяем номинальный ток апериодической составляющей, кА:

$$I_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл.ном} \quad (20)$$

где β_n – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

$I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения выключателя.

$$I_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,627 \text{ кА.}$$

Определяем номинальный ток апериодической составляющей в момент расхождения контактов, кА:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (21)$$

где τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с, равная 0,02;

Для нахождения номинального тока апериодической составляющей в момент расхождения контактов нам необходимо знать наименьшее время от начала короткого замыкания до расхождения дугогасительных контактов, которое определяется по формуле:

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.} \quad (22)$$

где $t_{з.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты, равное 0,01 с;

$t_{с.в.}$ – собственное время отключения выключателя, с.

$$\tau = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с};$$

Подставляем полученные значения в формулу (21):

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,42 \cdot e^{-\frac{0,065}{0,02}} = 0,242 \text{ кА};$$

Определяем ток термической стойкости, кА:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \quad (23)$$

где $I_{терм}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

$t_{терм}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с.

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

Определяем полный импульс квадратичного тока КЗ в месте установки, кА²с:

$$B_k = (I_{по}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (24)$$

где $t_{откл}$ – время действия тока КЗ.

$$t_{откл} = t_{РЗ} + t_{откл.в} \quad (25)$$

где $t_{РЗ}$ – время действия основной РЗ данной цепи, с;

$t_{\text{откл.в}}$ – полное время отключения выключателя, с.

$$t_{\text{откл}} = 1,995 + 0,055 = 2,05 \text{ с};$$

Подставляем полученные значения в формулу (17), получаем:

$$B_k = 4,42^2 \cdot (2,05 + 0,02) = 40,444 \text{ кА}^2\text{с};$$

Сравнение каталожных данных и расчетных для выключателя ВГТ-110 кВ в таблицу 4.

Таблица 4 – Параметры выбора выключателя ВГТ-110

Каталожные данные выключателя ВГТ-110	Расчетные данные в ячейках линий	Расчетные данные в ячейках силовых трансформаторов	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 450 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 146,962 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{а.ном}} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,242 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,242 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq I_{\text{а.ном}}$
$i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,002 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,002 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,002 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,002 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 4,42 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 40,444 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 40,444 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

Выбранный выключатель марки ВГТ-110 прошел проверку по всем параметрам, следовательно он может быть принят к установке.

Для открытого распределительного устройства напряжением 35 кВ примем к рассмотрению выключатель марки ВВН-СЭЩ-35 производства компании Электрощит Самара.

Выключатели вакуумные наружной установки ВВН-СЭЩ-35 кВ обеспечивают надежную и стабильную работу распределительной

энергосистемы. Безопасная для персонала коммутация в нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 27,5 и 35 кВ. Применяют в открытых и закрытых распределительных устройствах.

Преимущества:

- Кремнийорганическая или эпоксидная изоляция полюса.
- Повышенная степень внутренней изоляции полюса.
- Пружинно-моторный или электромагнитный привод.
- Управление коммутацией без оперативного тока.
- Дистанционное управление коммутацией.
- Минимальные габариты и масса.

Преимущества электромагнитного привода:

- Высокий механический ресурс – включений/отключений до 50000.
- Надежность механической защелки.
- Не требует периодических включений/отключений в контрольном положении для стабильной работы защелки. Не потребуются переводить потребителя на резерв или отключать.

- Термодинамические удары не оказывают влияние на механическую защелку. Нет самопроизвольных отключений и ослабления защелки.

- Механизм свободного расцепления. Позволяет провести отключение выключателя в любой момент времени и в любом положении выключателя. Сокращает время КЗ при включении на КЗ.

- Нет дополнительного блока управления.

- Исключает промежуточное звено между защитой и выключателем. Выключатель напрямую управляется терминалом защиты и управления, меньше элементов, за которыми надо следить, обслуживать и содержать.

- Не требует постоянного питания емкостных батарей как для проведения коммутации, так и во время режима ожидания команды, то есть нет постоянного расхода электрической энергии [5].

Сравнение каталожных данных и расчетных для выключателя ВВН-СЭЩ-

35 кВ в таблицу 5.

Таблица 5 – Параметры выбора выключателя ВВН-СЭЩ-35

Каталожные данные выключателя ВВН-СЭЩ-35	Расчетные данные в ячейках линий	Расчетные данные в ячейках силовых трансформаторов	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 390 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 329,914 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 1,289 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 1,289 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{а.ном}} = 14,033 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,15 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,15 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq I_{\text{а.ном}}$
$i_{\text{вкл}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,916 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,916 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{вкл}} = 64 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 1,289 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 1,289 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,916 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,916 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 1,289 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 1,289 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 3,447 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 3,447 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

Данный выключатель марки ВВН-СЭЩ-35 прошел проверку. Принимаем его к установке для ОРУ 35 кВ.

Для закрытого распределительного устройства напряжением 10 кВ примем к установке ячейки КРУ-СЭЩ-59 производства компании Электроцит Самара. К установке в выбранное комплектное распределительное устройство принимаем вакуумный выключатель марки ВВУ-СЭЩ-Э3-10-20/1600 У2 производства той же компании Электроцит Самара, который, исходя из технической документации, применяется с КРУ-СЭЩ-59.

Конструктивно модуль вакуумного выключателя состоит из:

- основания, включающего в себя сварную раму с валом выключателя, отключающей пружины и масляным буфером;
- трёх полюсов;
- привода.

По характеру конструктивной связи с приводом выключатели имеют отдельный привод, связанный механической передачей. Выключатели и привод имеют высокую степень унификации различных исполнений.

Преимущества:

- Широкая линейка по номинальным параметрам.
- Пружину-моторный или электромагнитный привод.
- Управление коммутацией без оперативного тока.
- Высокий коммутационный ресурс.
- Конфигурируемое решение по требованию заказчика.
- Большой выбор дополнительного оборудования: блокировки, контакты, жгуты вторичной коммутации.

Выключатель имеет электрическую блокировку от выполнения операций при оставшейся не снятой команде на включение.

При использовании выключателей в составе КРУ предусмотрена блокировка от включения в промежуточном (между рабочим и нерабочим) положении выкатного элемента и от перемещения выключателя во включенном положении.

Конструкция выключателей позволяет с незначительными переделками адаптировать их в КРУ и КСО (камерах сборных одностороннего обслуживания) на замену устаревших масляных выключателей [6].

Сравнение каталожных данных и расчетных для выключателя ВВУ-СЭЩ-10 кВ в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры выбора выключателя ВВУ-СЭЩ-10

Каталожные данные выключателя ВВУ-СЭЩ-10	Расчетные данные в ячейках силовых трансформаторов	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 1155 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$

1	2	3
$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 2,951 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{а.ном}} = 5,657 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,56 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq I_{\text{а.ном}}$
$i_{\text{вкл}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,676 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 2,951 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,676 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} = 2,951 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 17,977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

Выключатель ВВУ-СЭЩ-10 прошел проверку, значит его можно принять к установке.

4.2 Выбор разъединителей

Разъединитель является коммутационным аппаратом, который предназначен для включения/отключения участков электрической цепи, тем самым обеспечивая видимый разрыв цепи, что важно при проведении ремонтных работ как для персонала, так и для оборудования.

Из всех функций разъединителей выделяют обычно три основные, а именно:

- Создание видимого разрыва;
- Переключения в электрических схемах;
- Обеспечение безопасных работ при обслуживании оборудования.

Разъединитель выбирается так же, как и выключатель, но при его не выборе он не проверяется на отключающую способность, поскольку они не предназначены для отключения цепей, находящихся под электрическим током.

На открытое распределительное устройство напряжением 110 кВ принимаем к установке разъединители с электрическим приводом ПД-14 марки РГ-110/1000УХЛ1 производства компании ЗЕТО, у которого имеется 2 заземлителя.

Конструктивные особенности выбранного разъединителя:

- в разъединителях применены высокопрочные фарфоровые и полимерные изоляторы, рекомендованные ОАО «ФСК ЕЭС», их степень загрязнения может варьироваться от I до IV по ГОСТ9920;

- изоляция разъединителей РГ по сравнению с разъединителями РГН и РДЗ выдерживает более высокие испытательные напряжения грозового импульса относительно земли и между полюсами, поэтому они могут эксплуатироваться в высокогорных районах;

- надежные контактные системы и соединители обеспечивают работоспособность под действием эксплуатационных нагрузок и высокую стойкость к токам;

- все контактные соединения токоведущего контура имеют покрытие гальваническим оловом или серебром, в разъёмных контактах применено пластинчатое серебро с механическим ресурсом 10000 циклов;

- имеются необходимые средства защиты контактных частей для обеспечения надежной работы в условиях сильного обледенения (30 мм);

- заземлители с надежной фиксацией во включенном положении от сил отброса при токах к.з;

- минимальные усилия при оперировании за счет использования во всех узлах трения необслуживаемых подшипниковых узлов с закрытыми шарикоподшипниками и шарнирных соединений, не требующих смазки;

- надежная противокоррозионная защита черных металлов—горячим или термодиффузионным цинком, а цветных металлов—гальваническим оловом;

- экранная арматура, противогололедные кожуха-изалюминиевых сплавов;

- разъединители оснащены электродвигательными приводами ПД —14 или ручными приводами ПРГ — 6;

- ручные привода ПРГ – 6 имеют несъемные складывающиеся рукоятки;

- приводы укомплектованы коммутирующими устройствами типа КСАМ 12 и электромагнитной блокировкой, располагаются в удобной для оперирования и обслуживания зоне на кронштейне, входящем в комплект поставки;

- поставки разъединителей осуществляются укрупненными узлами, комплектуются соединительными элементами, позволяющим проводить монтаж без применения сварки; по заказу поставляются рамы и опоры под установку разъединителя;

- присоединительные размеры разъединителей серии РГ совпадают с заменяемой серией РДЗ;

- все разъединители серии РГ обладают высокими эксплуатационными качествами, исключающими необходимость обслуживания в течение всего срока службы [7].

Разъединитель РГ-110/1000УХЛ1 обладает следующими техническими параметрами:

Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	1000
Ток электродинамической стойкости, кА	80
Ток термической стойкости, кА	31,5
Время протекания номинального тока термической стойкости для контактных ножей, с	3
Время протекания номинального тока термической стойкости для заземлителей, с	1

Электродвигательный привод ПД-14.

Сравнение расчетных данных с каталожными разъединителя РГ-110/1000УХЛ1 представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры выбора разъединителя РГ-110/1000УХЛ1

Каталожные данные разъединителя РГ- 110/1000УХЛ1	Расчетные данные в ячейках линий	Расчетные данные в ячейках силовых трансформаторов	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

1	2	3	4
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 450 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 146,962 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
Главные ножи			
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 40,444 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 40,444 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$
Заземляющие ножи			
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 40,444 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 40,444 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,002 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,002 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

Разъединитель РГ-110/1000УХЛ1 прошел проверку и может быть принят к установке.

Для открытого распределительного устройства напряжением 35 кВ принимаем разъединитель с приводом ПД-14 УХЛ1 марки РГ-35/1000УХЛ1 производства той же компании ZETO.

Управление данным разъединителем может осуществляться как электродвигательными приводами ПД-14 УХЛ1, так и ручными ПРГ-5 УХЛ1, которые комплектуются коммутирующими устройствами типа КСАМ 12, а также модернизированной э/м блокировкой типа ЗБ-1М с электромагнитным ключом и ключом для аварийного деблокирования.

Технические характеристики:

Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	1000
Ток электродинамической стойкости, кА	50
Ток термической стойкости, кА	20
Время протекания номинального тока термической стойкости для контактных ножей, с	3
Время протекания номинального тока термической стойкости для заземлителей, с	1

Электродвигательный привод ПД-14.

Таблица 8 – Параметры выбора разъединителя РГ-35/1000УХЛ1

Каталожные данные разъединителя РГ-35/1000УХЛ1	Расчетные данные в ячейках линий	Расчетные данные в ячейках силовых трансформаторов	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 390 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 329,914 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
Главные ножи			
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 3,447 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 3,447 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$
Заземляющие ножи			
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 3,447 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 3,447 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$
$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,916 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,916 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

Данный разъединитель удовлетворяет условиям выбора и проверки, следовательно может быть установлен в ОРУ-35 кВ.

Установка разъединителей для комплектного распределительного устройства наружной установки напряжением 10 кВ не требуется, в связи с этим выбор этих электрических аппаратов не производится.

4.3 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) используются для питания обмоток приборов учета и контроля электрической энергии, для питания цепей сигнализации, а также для релейной защиты и автоматики.

Выбор ТН зависит от напряжения установки, от назначения, от места установки, от класса точности, а также от схем соединения и от вторичной нагрузки.

Выбор по вторичной нагрузке должен соответствовать следующему условию выбора:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} \quad (26)$$

Вторичная нагрузка не должна превышать номинальную мощность, но в случае, если вторичная нагрузка её превышает, необходимо установить второй ТН и часть приборов переключить на него, чтобы снизить нагрузку.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения в открытом распределительном устройстве напряжением 110 кВ

Прибор	Тип прибора	$S_{\text{пр}}, \text{ВА}$	Кол-во приборов	Общая мощность S , ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трёхфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Варметр	СВ3021	5	2	10
Счётчик АЭ	СЕ308	9	2	18
Счётчик РЭ				
Ваттметр	СР3021	5	2	10
Частотомер	СС3021	5	1	5
Итого				55,5

Выбираем кабель для соединения приборов:

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{\text{пр}} \cdot I_2}{\Delta U_{2\text{доп}} \cdot U_{2H}} \cdot 100\% \quad (27)$$

где $\Delta U_{2\text{доп}}$ – допустимые потери напряжения, равны 0,5%;

I_2 – расчетный ток во вторичной обмотке ТН;

U_{2H} – напряжение во вторичной обмотке ТН.

Напряжение на вторичной обмотке находится по формуле:

$$U_{2H} = \frac{100}{\sqrt{3}} \quad (28)$$

Определяем расчетный ток во вторичной обмотке трансформатора напряжения:

$$I_2 = \frac{S_{2p}}{U_{2H}} \quad (29)$$

где S_{2p} – общая мощность приборов.

$$I_2 = \frac{55,5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,961 \text{ А};$$

Подставляем расчетные значения в формулу (27):

$$q_{min} = 0,0185 \cdot \frac{100 \cdot 0,961 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} \cdot 100\% = 0,062 \text{ мм}^2;$$

Согласно ПУЭ, принимаем к установке медный кабель для соединения приборов марки КРВГ, сечение которого равно $2,5 \text{ мм}^2$.

Для открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ принимаем трансформаторы напряжения марки ЗНГА-110 производства АО ВО «Электроаппарат».

Трансформаторы напряжения антирезонансные серии ЗНГА предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам учета, измерения, защиты и автоматики в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с заземленной нейтралью классов напряжения 110 кВ. Трансформаторы серии ЗНГА имеют три вторичные обмотки (по одной для приборов учета и измерений, а также дополнительную обмотку, для контроля изоляции сети). Клеммная коробка трансформатора встроена в бак. Крышка клеммной коробки имеет защиту IP-5X. Дополнительно трансформаторы тока оснащаются цифровыми преобразователями согласно стандарта МЭК 61850 для передачи сигналов в формате GOOSE сообщений по оптоволоконным каналам связи [8].

Сравнение каталожных и расчётных данных выбранного ТН представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнение каталожных и расчётных данных ЗНГА-110

Каталожные данные ТН ЗНГА-110	Расчётные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$

1	2	3
$S_{\text{ном}} = 1200 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 55,5 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$

Принимаем к установке на ОРУ-110 кВ трансформатор напряжения ЗНГА-110, т.к. он прошел проверку по всем параметрам.

Для ОРУ-35 кВ выбор и расчёт производится аналогичным образом.

Приборы, подключаемые к трансформаторам напряжения на стороне 35 кВ, представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения в открытом распределительном устройстве напряжением 35 кВ

Прибор	Тип прибора	$S_{\text{пр}}, \text{ВА}$	Кол-во приборов	Общая мощность S , ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трёхфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Варметр	СВ3021	5	1	5
Счётчик АЭ	СЕ308	9	4	36
Счётчик РЭ				
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Итого				58,5

Для открытого распределительного устройства напряжением 35 кВ принимаем трансформаторы напряжения марки НОЛ-СЭЩ-35-IV производства ЗАО «Электрощит».

Трансформаторы напряжения НОЛ-СЭЩ-35-IV незаземляемые и предназначены для наружной установки в ОРУ. Изготавливаются они в двух

климатических исполнениях - «УХЛ» и «Т». Данные ТН в зависимости от климатического исполнения предназначены для работы в следующих условиях:

- для исполнения «УХЛ» верхнее значение плюс 55 °С, нижнее значение минус 60 °С;
- для исполнения «Т» верхнее значение плюс 65 °С, нижнее значение минус 10 °С.

Трансформаторы выполнены в виде опорной конструкции. Корпус изготавливается из эпоксидного компаунда на основе циклоалифатической смолы, который одновременно является главной изоляцией и обеспечивает защиту обмоток от механических и климатических воздействий.

Трансформаторы НОЛ-СЭЩ-35-IV имеют выводы первичной обмотки «А», «Х», которые расположены в верхней части трансформатора на изоляторах, также имеются выводы вторичных обмоток «а», «х», которые расположены в нижней части трансформатора в клеммной коробке.

Преимущества:

- Возможность изготовления трансформатора с предохранительным устройством.
- Изготовление трансформаторов внутренней и наружной установки.
- Возможность работы трансформаторов наружной установки в IV-ой степени загрязнения атмосферы по ГОСТ 9920-89 [9].

Определяем расчетный ток во вторичной обмотке трансформатора напряжения:

$$I_2 = \frac{58,5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 1,013 \text{ А};$$

Выбираем кабель для соединения приборов:

$$q_{min} = 0,0185 \cdot \frac{100 \cdot 1,013 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} \cdot 100\% = 0,064 \text{ мм}^2;$$

Согласно ПУЭ, как и для ТН 110 кВ, принимаем к установке медный кабель марки КРВГ для соединения приборов со вторичной обмоткой, сечение которого равно 2,5 мм².

Сравнение каталожных и расчётных данных выбранного трансформатора напряжения марки НОЛ-СЭЩ-35-IV представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнение каталожных и расчётных данных НОЛ-СЭЩ-35-IV

Каталожные данные ТН НОЛ-СЭЩ-35-IV	Расчётные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{ном}} = 100 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 58,5 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$

Данный трансформатор напряжения (ТН) прошел проверку по всем параметрам и может быть принят к установке на ОРУ-35 кВ.

Для низкой стороны подстанции напряжением 10 кВ выбираем трансформатор напряжения марки НОЛ-СЭЩ-10.

Данные ТН являются не заземляемыми и устанавливается в комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЩ.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения в закрытом распределительном устройстве напряжением 10 кВ

Прибор	Тип прибора	$S_{\text{пр}}, \text{ ВА}$	Кол-во приборов	Общая мощность S , ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Счётчик АЭ	СЕ308	9	4	36
Счётчик РЭ				
Итого				41

Определяем расчетный ток во вторичной обмотке трансформатора напряжения:

$$I_2 = \frac{41 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,71 \text{ А};$$

Выбираем кабель для соединения приборов:

$$q_{min} = 0,0185 \cdot \frac{100 \cdot 0,71 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} \cdot 100\% = 0,046 \text{ мм}^2;$$

Принимаем к установке медный кабель марки КРВГ, сечение которого равно 2,5 мм².

Таблица 14 – Сравнение каталожных и расчётных данных НОЛ-СЭЩ-10-IV

Каталожные данные ТН НОЛ-СЭЩ-10	Расчётные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 41 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

Выбранный ТН прошёл проверку по всем параметрам и может быть принят к установке.

4.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для преобразования, то есть снижения, переменного тока до значений, которые пригодны для измерения, защиты, автоматики и сигнализации.

Основные функции ТТ:

1. Измерение тока (передача сигнала на приборы);
2. Защита электрооборудования (питание РЗиА);
3. Гальваническая развязка (отделение высоковольтных цепей от низковольтных для безопасной работы персонала).

Выбор ТТ производится по:

1. По напряжению установки;
2. По току;
3. По электродинамической стойкости;

4. По термической стойкости;
5. По максимальной нагрузке.

Перед тем, как выбрать трансформатор тока, необходимо определить количество измерительных приборов, которые включены во вторичную цепь, а также их тип. Вторичная нагрузка ТТ для ОРУ-110 кВ представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в открытом распределительном устройстве напряжением 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счётчик АЭ	СЕ308	9	-	9
Счётчик РЭ				
Итого		10,5	0,5	10,5

Индуктивное сопротивление токовых цепей принимаем равным $Z_{2\text{доп}} \approx r_{2\text{доп}}$.

$$r_{2\text{доп}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} \quad (30)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов;

$r_{\text{пров}}$ – сопротивление проводов;

$r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов, принимается равным 0,05 Ом при двух-трех приборах, 0,1 Ом – при большем числе. Принимаю равным $r_{\text{конт}} = 0,1$ Ом.

Необходимо определить общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (31)$$

где $S_{\text{приб}}$ – потребляемая приборами мощность;

$I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток, обычно принимается равным 1 А или 5 А. Принимаю значение вторичного номинального тока 5 А.

$$r_{\text{приб}} = \frac{10,5}{5^2} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,42 - 0,1 = 1,48 \text{ Ом.}$$

Определяем минимальное сечение проводов по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} \quad (32)$$

где $\gamma = 54 \frac{\text{м}}{\text{Ом}} \cdot \text{мм}^2$ – для меди;

$\gamma = 32 \frac{\text{м}}{\text{Ом}} \cdot \text{мм}^2$ – для алюминия;

$l_{\text{расч}} = l$ – для схемы «полная звезда».

Для 110 кВ рассмотрим медный кабель, ориентировочная длина которого равна 100 м.

$$S_{\text{min}} = \frac{100}{54 \cdot 1,48} = 1,251 \text{ мм}^2.$$

Минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для медных и 4 мм² для алюминиевых проводов. Полученное значение ниже минимального, в таком случае принимаем кабель КРВГ сечением 2,5 мм² с медными жилами.

Необходимо проверить условие выбора ТТ, учитывая кабель с выбранным сечением:

$$r_{\text{пров}} = \frac{100}{54 \cdot 2,5} = 0,74 \text{ Ом;}$$

$$r_2 = 0,74 + 0,42 + 0,1 = 1,26 \text{ Ом.}$$

Принимаем к установке цифровой трансформатор тока ТРГ-110 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш».

Таблица 16 - Сравнение каталожных и расчётных данных ТРГ-110

Каталожные данные ТН ТРГ-110	Расчётные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 146,962 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{\text{н}} = 1,5$	$Z_2 = 1,26 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,002 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 40,444 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

Выбранный трансформатор тока ТРГ-110 прошел проверку по всем параметрам и может быть принят к установке в ОРУ-110 кВ.

Для ОРУ-35 кВ выбор ТТ осуществляется таким же образом, как и для ОРУ-110 кВ.

Таблица 17 - Вторичная нагрузка трансформаторов тока в открытом распределительном устройстве напряжением 35 кВ

Прибор	Тип прибора	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Вольтметр	СВ3021	5	-	5

1	2	3	4	5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счётчик АЭ	СЕ308	9	-	9
Счётчик РЭ				
Итого		15	0,5	15

$$r_{\text{приб}} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,6 - 0,1 = 1,3 \text{ Ом.}$$

Определяем минимальное сечение проводов по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{60}{54 \cdot 1,3} = 0,855 \text{ мм}^2.$$

Минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для медных и 4 мм² для алюминиевых проводов. Полученное значение ниже минимального, в таком случае принимаем кабель КРВГ сечением 2,5 мм² с медными жилами.

Необходимо проверить условие выбора ТТ, учитывая кабель с выбранным сечением:

$$r_{\text{пров}} = \frac{60}{54 \cdot 2,5} = 0,44 \text{ Ом;}$$

$$r_2 = 0,44 + 0,6 + 0,1 = 1,14 \text{ Ом.}$$

Принимаем к установке цифровой трансформатор тока ТРГ-35 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш».

Таблица 18 - Сравнение каталожных и расчётных данных ТРГ-35

Каталожные данные ТН ТРГ-35	Расчётные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

1	2	3
$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 329,914 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{\text{н}} = 1,5$	$Z_2 = 1,14 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,916 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 3,447 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

Выбранный трансформатор тока ТРГ-35 прошел проверку по всем параметрам и может быть принят к установке в ОРУ-35 кВ.

Выбор ТТ для КРУ-10 кВ осуществляется аналогично предыдущим. Принимаем к установке трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 производства компании «Электрощит Самара».

Таблица 19 - Вторичная нагрузка трансформаторов тока в закрытом распределительном устройстве напряжением 10 кВ

Прибор	Тип прибора	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Счётчик АЭ	СЕ308	9	-	9
Счётчик РЭ				
Итого		9,5	0,5	9,5

$$r_{\text{приб}} = \frac{9,5}{5^2} = 0,38 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,38 - 0,1 = 1,52 \text{ Ом.}$$

Определяем минимальное сечение проводов по формуле:

$$S_{min} = \frac{5}{54 \cdot 1,52} = 0,06 \text{ мм}^2.$$

Минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для медных и 4 мм² для алюминиевых проводов. Полученное значение ниже минимального, в таком случае принимаем кабель КРВГ сечением 2,5 мм² с медными жилами.

Необходимо проверить условие выбора ТТ, учитывая кабель с выбранным сечением:

$$r_{\text{пров}} = \frac{5}{54 \cdot 2,5} = 0,037 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,037 + 0,38 + 0,1 = 0,517 \text{ Ом}.$$

Принимаем к установке цифровой трансформатор тока ТРГ-35 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш».

Таблица 20 - Сравнение каталожных и расчётных данных ТОЛ-СЭЦ-10

Каталожные данные ТН ТОЛ-СЭЦ-10	Расчётные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 1155 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{\text{н}} = 0,6$	$Z_2 = 0,517 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,676 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 17,977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

Выбранный трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 прошел проверку по всем параметрам и может быть принят к установке в ЗРУ-10 кВ.

4.5 Выбор ограничителей перенапряжения нелинейных

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) защищают электрооборудование от грозовых перенапряжений, а также коммутационных перенапряжений.

Основным элементом ОПН является варистор. Он представляет собой набор последовательно соединенных варисторов. Ограничитель может состоять из одной колонки или из ряда колонок, это зависит от конструктивной особенности устройства. Принцип работы его заключается в том, что при номинальном напряжении сопротивление варисторов большое, в связи с чем ток через них протекать не может, в случае возникновения каких-либо импульсов сопротивление внутри резко снижается и ток начинает протекать через устройство в землю. Это и обеспечивает защиту электрооборудования от перенапряжений.

Выбор ограничителей перенапряжения производится по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (33)$$

2. По номинальному току:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном} \quad (34)$$

3. По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq I_{дин} \quad (35)$$

Для установки на открытое распределительное устройство 110 кВ принимаем ОПНп-110/680/100/10-IV УХЛ1 производства компании АО «Полимер-Аппарат».

Таблица 21 - Сравнение каталожных и расчётных данных ограничителя перенапряжения ОПНп-110/680/100/10-IV УХЛ1

Каталожные данные ОПНп-110/680/100/10-IV УХЛ1	Расчётные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 10 \text{ кА}$	$I_{\text{раб.мах}} = 0,146 \text{ кА}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,002 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

Выбранный ОПН прошел проверку по всем параметрам и может быть принят к установке в ОРУ-110 кВ.

Выбор ОПН для ОРУ-35 кВ производится аналогичным образом.

Для установки на открытое распределительное устройство 35 кВ принимаем ОПНп-35/680/40,5-10-III УХЛ1 производства компании АО «Полимер-Аппарат».

Данный ОПН имеет следующие характеристики:

1. Ток пропускной способности – 680 А;
2. Класс пропускной способности – 2.
3. Номинальный разрядный ток – 10 кА.
4. Амплитуда импульса тока 4/10 мкс – 100 кА.
5. Большой ток взрывоопасности – 40 кА.

Таблица 22 - Сравнение каталожных и расчётных данных ограничителя перенапряжения ОПНп-35/680/40,5-10-III УХЛ1

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

1	2	3
$I_{\text{ном}} = 10 \text{ кА}$	$I_{\text{раб.мах}} = 0,329 \text{ кА}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,916 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

Выбранный ОПН прошел проверку по всем параметрам и может быть принят к установке в ОРУ-35 кВ.

Для установки на закрытое распределительное устройство 10 кВ принимаем ОПНп-10/680/12,8-10-IV УХЛ1 производства компании АО «Полимер-Аппарат».

Данный ОПН имеет следующие характеристики:

1. Ток пропускной способности – 680 А;
2. Класс пропускной способности – 2.
3. Номинальный разрядный ток – 10 кА.
4. Амплитуда импульса тока 4/10 мкс – 100 кА.
5. Большой ток взрывоопасности – 40 кА.

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчётных данных ограничителя

Каталожные данные ОПНп-10/680/12,8-10-IV УХЛ1	Расчётные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 10 \text{ кА}$	$I_{\text{раб.мах}} = 1,155 \text{ кА}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,676 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

Выбранный ОПН прошел проверку по всем параметрам и может быть принят к установке в ЗРУ-10 кВ.

4.6 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цепи [1].

Аккумуляторная батарея на подстанции – это соединенные в электрическую цепь два и более аккумулятора. Аккумуляторная батарея обеспечивает бесперебойное рабочее и резервное питание потребителей постоянного тока.

Устройство аккумуляторной батареи (АБ) включает основные и концевые элементы, из которых основная группа питает постоянно включенную нагрузку, а концевая группа – предназначена для покрытия пиковых кратковременных нагрузок.

Все нагрузки условно можно разделить на три группы:

1. Постоянная;
2. Временная;
3. Толчковая.

На подстанциях (ПС) электросетевого комплекса аккумуляторные батареи (АБ) используются для обеспечения высокой надежности работы устройств релейной защиты, телемеханики, предупредительной сигнализации даже в случае технологических нарушений, связанных с отсутствием питания собственных нужд. Запасенная электрическая энергия в АБ используется посредством системы оперативного постоянного тока для обеспечения работы

электромагнитных приводов высоковольтных выключателей (на ПС, где коммутационные аппараты с таким приводом установлены) для отключения поврежденного участка линии электропередачи (ЛЭП) с целью предотвращения выхода из строя основного подстанционного оборудования [13].

Для того, чтобы выбрать АБ, необходимо произвести расчеты, которые представлены ниже.

Необходимо определить число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ПА}}} \quad (36)$$

где n_0 – число основных элементов в батарее;

$U_{\text{ш}}$ – напряжение на шинах;

$U_{\text{ПА}}$ – напряжение на элементе в режиме подзаряда, которое равно 2,15 В.

Принимаем напряжение на шинах $U_{\text{ш}} = 230$ В, подставляем значения в формулу (36):

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108.$$

Далее необходимо определить минимальное число элементов, присоединяемых к шинам, в режиме заряда при максимальном напряжении на элементе, равном $U_{\text{ПА}} = 2,6$ В. Подставляем в формулу (36):

$$n_0 = \frac{230}{2,6} = 88.$$

Общее число элементов в режиме аварийного заряда при напряжении на элементе $U_{\text{ПА}} = 1,75$ В будет равно:

$$n = \frac{230}{1,75} = 130.$$

Рассмотрим к установке аккумуляторную батарею типа 5БП 500, номинальная емкость которой равно 500 Ач. Данные АБ обладают низким внутренним сопротивлением. Это обеспечивает стабильное напряжение при больших токах в режиме короткого разряда. Максимально возможный срок службы свинцово-кислотного стационарного аккумулятора 5БП 500 в режима постоянного подзаряда составляет более 25 лет, а при использовании в буферном режиме (поддержание заряда) – не менее 10 лет. Количество электролита, плотностью 1,22 г/см³, составляет 29,5 литров. Масса с электролитом – 93 кг.

Произведем проверку выбранной АБ по наибольшему толчковому току по следующему условию:

$$I_{\text{аккумулятор}} \geq I_{\text{max}} \quad (37)$$

где $I_{\text{аккумулятор}}$ – ток аккумуляторной батареи в режиме 30-минутного разряда;

I_{max} – наибольший толчковый ток.

Токовая нагрузка АБ приведена в таблице 24.

Таблица 24 – Наибольшая нагрузка АБ подстанции

Приемник	Наибольшая токовая нагрузка в аварийном получасовом режиме, А
Аварийная сигнализация и освещение	160
Устройства связи	30
Привод выключателя ВГТ-110 при отключении контактов	20
Постоянная нагрузка	20
Итого	230

Ток в режиме 30-минутного разряда для батареи типа 5БП 500 равен $I_{\text{аккумулятор}} = 453$ А. Исходя из данного значения, проверяем выполнение условия (37):

$$453 \geq 230.$$

Выбранная аккумуляторная батарея 5БП 500 прошла проверку и может быть принята к установке. На подстанциях напряжением 35–110 кВ рекомендуется устанавливать одну батарею.

Подзарядное устройство для АБ 5БП 500 принимаем типа ВАЗП-380/260-40/80-3. Данный выпрямительный агрегат имеет индуктивно-ёмкостной сглаживающий фильтр, имеет два канала. Первый канал – для стабилизации выходного напряжения с малыми пульсациями, стабилизации тока и разряда аккумуляторной батареи с передачей энергии в сеть переменного тока, второй – для подзаряда дополнительных (концевых) элементов и формовки отдельных аккумуляторов.

4.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформатор собственных нужд (ТСН) – это понижающий трансформатор, который предназначен для питания систем управления, релейной защиты и автоматики, освещения, охлаждения, телемеханики, системы пожаротушения, системы связи, электродвигателей, подогревов и прочего вспомогательного оборудования на подстанции. Обычно мощность потребителей СН маленькая, поэтому для их электроснабжения используются трансформаторы с вторичным напряжением 380/220 В, которые присоединяются к сборным шинам распределительного устройства напряжением 10 кВ.

ТСН устанавливают на энергетических объектах, где требуется надежное и бесперебойное электроснабжение для поддержания работы основного оборудования и безопасной и эффективной работы всего объекта.

В качестве ТСН на подстанции «Силикатная» в Амурской области установлены масляные трансформаторы ТМ-100/10У1. В связи с выявленным дефектом по низкому уровню изоляции, а также в связи с большим сроком эксплуатации они подлежат замене. Максимальная рекомендованная мощность трансформаторов собственных нужд для подстанций с высшим напряжением 110-220 кВ равна 630 кВА. Мощность трансформатора остается неизменной.

Одной из целей моей работы является уход от маслonaполненного оборудования, в связи с этим целесообразнее будет принять к установке сухой трансформатор с литой изоляцией, а именно ТСЗ-100/10/0,4 УХЛ1.

Сухие трансформаторы являются более взрыво- и пожаробезопасными, а также менее требовательны к размещению, например, масляный трансформатор необходимо устанавливать на улице для маслообмена, а сухой можно устанавливать как в помещении, так и на улице. Также сухие трансформаторы считаются экологичными, по сравнению с масляными.

Принимаем к установке трансформатор собственных нужд типа ТСЗ-100/10/0,4 УХЛ1.

4.8 Выбор изоляторов

В РУ шины крепятся на опорных, проходных, а также подвесных изоляторах.

Опорные изоляторы обычно монтируются на конструкциях и поддерживают электрическое оборудование, такое как разъединители и силовые трансформаторы. Конструктивно они представляют собой элемент из изоляционного материала цилиндрической или конической формы, в который вмонтирована металлическая арматура с отверстиями для крепления шин и монтажа самого изолятора.

Проходные используются для ввода и вывода токоведущих частей в трансформаторах, генераторах и в другом электрическом оборудовании, тем самым обеспечивая надёжную изоляцию.

Подвесные изоляторы используются для обеспечения изоляции ВЛ при закреплении кабелей на электрических станциях и ПС.

Шины открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ монтируются к порталам при помощи гирлянд подвесных изоляторов.

Выбор различных изоляционных конструкций осуществляется по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K \tag{38}$$

где U – рабочее междуфазное напряжение, кВ;

λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ;

K – коэффициент эффективности.

Число изоляторов в гирлянде определяется по следующей формуле:

$$m = \frac{L}{L_{\text{изол}}} \quad (39)$$

где L – длина пути утечки, определяемая по формуле (38);

$L_{\text{изол}}$ – длина пути утечки одного изолятора.

Выполним расчет длины пути утечки и определим число изоляторов для системы шин ОРУ-110 кВ.

Для определения длины пути утечки необходимо знать величину коэффициента эффективности и удельную эффективную длину пути утечки, для это обратимся к справочнику (Приложение 1, Таблица 4, [15]).

Исходя из справочных данных, получаем:

1. Эффективная длина пути утечки $\lambda_3 = 1,5$ см/кВ;

2. Коэффициент эффективности $K = 1,4$ см.

Подставляем значения в выражение (38):

$$L = 1,5 \cdot 115 \cdot 1,4 = 241,5 \text{ см.}$$

Для открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ используем подвесной стеклянный изолятор ПСВ 120 Б производства компании «ЮИК», длина пути утечки изолятора равна 445 мм = 44,5 см.

$$m = \frac{241,5}{44,5} = 5,43 \approx 6$$

Исходя из расчета, получаем на ОРУ-110 кВ 6 изоляторов в гирлянде.

Для токоведущих частей на ОРУ-110 кВ и ошиновки СТ 35 кВ и 10 кВ используют опорные изоляторы, которые выбираются по следующим параметрам:

1. По напряжению установки;
2. По месту установки;
3. По допускаемой механической нагрузке.

Должно выполняться условие, что:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}} \quad (40)$$

где $F_{\text{расч}}$ – расчетная сила, действующая на изолятор;

$F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на изолятор.

Допустимая нагрузка на изолятор определяется по следующей формуле:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \quad (41)$$

где $F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Максимальная расчетная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \quad (42)$$

где l – длина пролёта между изоляторами;

a – расстояние между фазами.

Для токоведущих частей на ОРУ-110 кВ будем использовать полимерный опорно-стержневой изолятор ОСК 10-110-А01-1 УХЛ1 производства компании «ЮИК».

Основным несущим элементом изоляторов является стеклопластиковая труба или стержень, защищенный от внешних атмосферных воздействий

кремнийорганическим оребренным покрытием. Внутренняя поверхность трубы или стержня от пробоя защищена обрезиниванием.

Рассчитаем допустимую нагрузку для выбранного изолятора по формуле (41):

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Рассчитаем максимальную расчетную силу, действующую на изгиб по формуле (42):

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{10002^2}{1} \cdot 10 \cdot 10^{-7} = 173,27 \text{ Н.}$$

Следующим шагом необходимо выбрать изолятор по условию, указанному в формуле (40):

$$173,27 \leq 6000 \text{ Н.}$$

Выбранный изолятор ОСК 10-110-А01-1 УХЛ1 прошел проверку. Из расчетов видно, что он обладает высоким запасом прочности, соответственно, можем принять его к установке на ОРУ-110 кВ.

Для ошиновки силового трансформатора напряжением 35 кВ выбираем шинные опоры ОШСК 35-1-4-А-3 производства компании «ЮИК».

Проверяем выполнение условия выбора.

Определяем допустимую нагрузку для выбранного изолятора:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 2000 = 1200 \text{ Н.}$$

Максимальная расчетная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{2916^2}{1} \cdot 12 \cdot 10^{-7} = 17,673 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (40):

$$17,673 \leq 1200 \text{ Н.}$$

Выбранные шинные опоры ОШСК 35-1-4-А-3 обладают высоким запасом прочности и могут быть приняты к установке.

Для ошиновки силового трансформатора напряжением 10 кВ выбор опорного изолятора происходит аналогично выбору для стороны среднего напряжения.

Выбираем шинные опоры ОШСК 10-1-4-А-4 производства компании «ЮИК».

Проверяем выполнение условия выбора.

Определяем допустимую нагрузку для выбранного изолятора:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 2000 = 1200 \text{ Н.}$$

Максимальная расчетная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{6676^2}{1} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 46,317 \text{ Н.}$$

Проверка по условию (40):

$$46,317 \leq 1200 \text{ Н.}$$

Выбранные шинные опоры ОШСК 10-1-4-А-4 обладают высоким запасом прочности и могут быть приняты к установке.

Для токоведущих частей на ОРУ-35 кВ будем использовать полимерный опорно-стержневой изолятор ОСК 10-35-А01-1 производства компании «ЮИК». Этот изолятор предназначен для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах и РУ электрических станций и ПС. Конструктивно данный изолятор идентичен изолятору на ОРУ-110 кВ ОСК 10-110-А01-1 УХЛ1. Внутренняя полость герметична. Труба с двух сторон замыкается фланцами.

Полимерные изоляторы обладают рядом преимуществ:

1. Устойчивость к воздействию внешней среды;
2. Низкий вес;
3. Высокая диэлектрическая прочность;

4. Экологичность;
5. Долговечность;
6. Устойчивость к загрязнению;
7. Доступная цена.

4.9 Выбор и проверка шин

Шины на подстанции предназначены для подведения и отвода преобразованного напряжения без потери мощности. Шины выполняются из различных металлов и имеют различия по назначению. Изготавливаются шины из меди, алюминия, стали. По назначению они делятся на сборные и ответвительные. Также они отличаются по форме сечения, например, прямоугольные, круглые.

Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую устойчивость к токам короткого замыкания.

Сечение выбирается по длительному току нагрузки в нормальном режиме:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}} \quad (43)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток для шины выбранного сечения.

К расчету следует принимать большее сечение.

Как сказано выше, выбор шин производится по допустимому току нагрузки, но также необходимо учитывать и утяжеленные режимы. Выбор сечения в утяжеленном режиме производится по следующему условию:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{мах}} \quad (44)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток для шины выбранного сечения;

$I_{\text{мах}}$ – расчетный ток утяжеленного режима, А.

Токоведущие части в распределительном устройстве напряжением 35 кВ и выше выполняются сталеалюминевыми проводниками, в некоторых конструкциях

открытого распределительного устройства ошиновка может выполняться алюминиевыми трубами.

Соединение силового трансформатора с закрытым распределительным устройством напряжением 6-10 кВ или с комплектным распределительным устройством напряжением 6-10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплексным токопроводом. Обычно в распределительном устройстве напряжением 6-10 кВ применяется жесткая ошиновка.

На ОРУ-35 кВ и выше применяются гибкие шины с проводами АС. Гибкие провода применяются для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

На открытое распределительное устройство напряжением 110 кВ выбираем ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-240/32, который имеет следующие характеристики:

$$I_{\text{длит.д}} = 605 \text{ А}; d = 21,6 \text{ мм}; r_0 = 1,08 \text{ см}; q = 240 \text{ мм}^2.$$

Проверяем выбранный провод по условию (44):

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$$

$$605 \geq 450.$$

Необходимо выбранное сечение проверить на термическое действие тока короткого замыкания. Проверяется оно по формуле:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q \quad (45)$$

где C – коэффициент, зависящий от материала провода, для алюминия принимаем значение $C = 90$;

q – сечение выбранного провода АС-240/32.

Подставим значения в формулу (45) и проверим выбранный провод на термическую стойкость:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{40,444}}{90} = 70,66 \text{ мм}^2.$$

$$240 \geq 70,66 \text{ мм}^2.$$

Из условия проверки на термическую стойкость видно, что выбранный провод марки АС-240/48 удовлетворяет ему.

Проверка на электродинамическую стойкость к токам КЗ осуществляется в случае, если трехфазный ток короткого замыкания $I_{\text{ПО}}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$, так как у меня трехфазный ток КЗ вдвое меньше, то проверку на электродинамическую стойкость к токам КЗ выполнять нет необходимости.

Необходимо проверить выбранный провод по условиям короны. Проверка на неё осуществляется в том случае, если напряжение равно 35 кВ и более.

Определяем максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (46)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, принимаем равным 0,82 для многопроволочного провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,21}}\right) = 31,599 \text{ кВ/см}$$

Определяем напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_0}\right)} \quad (47)$$

где U – линейное напряжение, принимаем равным 121 кВ;

$D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз среднее геометрическое расстояние равно:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D \quad (48)$$

где D – расстояние между соседними фазами, принимаем равное 400 см.

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ см}$$

Подставляем полученные значения в формулу (47):

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,21 \cdot \lg\left(\frac{504}{1,21}\right)} = 13,513 \text{ кВ/см}$$

Условие проверки на корону:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (49)$$

$$1,07 \cdot 13,513 \leq 0,9 \cdot 31,599$$

$14,459 \leq 28,439$, исходя из данного выражения, делаем вывод, что выбранный провод коронировать не будет.

Выбранное сечение АС-240/32 прошло проверку по всем условиям и может быть принято к установке в открытое распределительное устройство напряжением 110 кВ.

Для открытого распределительного устройства напряжением 35 кВ выбираем гибкий проводник марки АС-150/24.

Выбранный провод имеет следующие характеристики:

$$I_{\text{длит.д}} = 450 \text{ А}; d = 17,1 \text{ мм}; r_0 = 0,86 \text{ см}; q = 150 \text{ мм}^2.$$

Проверяем выбранный провод по условию (44):

$$450 \geq 390.$$

Проверяем выбранный провод на термическую стойкость:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{3,447}}{90} = 20,63 \text{ мм}^2.$$

$$150 \geq 20,63 \text{ мм}^2.$$

Из условия проверки на термическую стойкость видно, что выбранный провод марки АС-150/24 удовлетворяет ему.

Проверка на электродинамическую стойкость к токам КЗ осуществлять нет необходимости, так как трехфазный ток КЗ значительно меньше минимального для проверки тока.

Определяем максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 31,995 \text{ кВ/см}$$

Среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ см}$$

Подставляем полученные значения в формулу (47):

$$E = \frac{0,354 \cdot 38,5}{1,08 \cdot \lg\left(\frac{441}{1,08}\right)} = 4,833 \text{ кВ/см}$$

Условие проверки на корону:

$$1,07 \cdot 4,833 \leq 0,9 \cdot 31,995$$

$5,171 \leq 28,796$, исходя из данного выражения, делаем вывод, что выбранный провод коронировать не будет.

Выбранное сечение АС-150/24 прошло проверку по всем условиям и может быть принято к установке в открытое распределительное устройство напряжением 35 кВ.

Для ЗРУ-10 кВ используем пучок из нескольких проводов.

Выбираем в качестве несущих проводов 2 провода марки АС-150/34 и в качестве токопроводящих 3 провода А-150.

Выбранный провод имеет следующие характеристики:

$I_{\text{длит.дАС}} = 450 \text{ А}; d = 17,5 \text{ мм}; r_0 = 0,875 \text{ см}; q = 150 \text{ мм}^2; I_{\text{длит.дА}} = 170 \text{ А};$

Проверяем выбранный провод по условию (44):

$$1410 \geq 1155.$$

Проверяем выбранный провод на термическую стойкость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{17,977}}{90} = 47,11 \text{ мм}^2.$$

$$150 \geq 47,11 \text{ мм}^2.$$

Из условия проверки на термическую стойкость видно, что выбранный провод марки АС-150/34 удовлетворяет ему.

Проверка на электродинамическую стойкость к токам КЗ осуществлять нет необходимости, так как трехфазный ток КЗ значительно меньше минимального для проверки тока.

4.10 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотный заградитель (ВЧЗ) – это электротехническое устройство, которое предназначено для блокировки высокочастотных сигналов в линиях связи. Данное устройство используется для защиты оборудования от помех, позволяя при этом без каких-либо трудностей проходить току промышленной частоты.

Устанавливается ВЧЗ в разрыв фазного провода ЛЭП. Устройство обладает высоким сопротивлением на частоте работы канала ВЧ-связи и низким сопротивлением на промышленной частоте равной 50 Гц.

ВЧЗ должен давать возможность настройки на полосы заграждения, которые должны обеспечить перекрытие рабочего диапазона частот от 16 до

1000 кГц.

ВЧЗ делятся на несколько типов:

1. Линейные высокочастотные заградители (устанавливаются на линиях электропередач).
2. Подстанционные высокочастотные заградители (устанавливаются на подстанциях для защиты оборудования от высокочастотных импульсов).
3. Компенсированные заградители (используются для уменьшения потерь в высоковольтных сетях).

Высокочастотные заградители выбираются по номинальному напряжению, номинальному току. Проверка осуществляется на электродинамическую и термическую стойкость.

Выбираем высокочастотный заградитель марки ВЗ-1250-0,5-31,5 УХЛ1 производства компании ЗАО «НПП ЭИС» на ОРУ-110 кВ.

ВЧЗ данной серии обладает большим количеством типов, которые различаются по номинальному току, индуктивности, допустимому ударному току. Данные устройства дополнительно укомплектованы сетками от птиц, противокоронными кольцами и колпачками, а также присутствует основание для установки ВЧЗ на опорной конструкции.

Сравнительный анализ каталожных и расчетных данных для выбора высокочастотного заградителя представлен в таблице 25.

Таблица 25 - Сравнение расчётных и каталожных данных высокочастотного заградителя марки ВЗ-1250-0,5-31,5 УХЛ1

Каталожные данные ВЧЗ ВЗ-1250-0,5-31,5 УХЛ1	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 450 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,002 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 40,444 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

Выбранный высокочастотный заградитель марки ВЗ-1250-0,5-31,5 УХЛ1 прошел проверку по всем параметрам и может быть принят для установки в ОРУ-110 кВ.

Для ОРУ-35 кВ выбираем ВЧЗ марки ВЗ-630-0,5-16 УХЛ1 производства компании ЗАО «НПП ЭИС» на ОРУ-35 кВ.

Выбор производим аналогичным образом, как и для ОРУ-110 кВ.

Сравнительный анализ каталожных и расчетных данных для выбора высокочастотного заградителя представлен в таблице 26.

Таблица 26 - Сравнение расчётных и каталожных данных высокочастотного заградителя марки ВЗ-630-0,5-16 УХЛ1

Каталожные данные ВЧЗ ВЗ-630-0,5-16 УХЛ1	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 390 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{дин}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 2,916 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 256 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 3,447 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$

Выбранный высокочастотный заградитель марки ВЗ-630-0,5-16 УХЛ1 прошел проверку по всем параметрам и может быть принят для установки в ОРУ-35 кВ.

4.11 Выбор конденсаторов связи и фильтров присоединения

Конденсатор связи предназначен для подключения ФП к находящемуся под высоким напряжением проводу ВЛ переменного тока, обеспечивая необходимую защиту ФП и аппаратуры уплотнения от напряжения промышленной частоты. Совместно с ФП КС образует полосовой фильтр с полосой пропускания, в пределах которой обеспечивается передача ВЧ сигналов с заданными параметрами [17].

Фильтр присоединения предназначен для подключения аппаратуры передачи информации, такой как связь, РЗиА, телемеханика, к высоковольтным ЛЭП напряжением 35-750 кВ. Фильтр присоединения должен быть рассчитан на

работу с конденсатором связи.

Если фазное напряжение ВЛ больше номинального напряжения единичного конденсатора, то должна составляться батарея из нескольких последовательно соединенных конденсаторов, установленных один на другой [17].

Число конденсаторов связи определяется значением напряжения, для напряжения 35-110 кВ используется один КС.

Таким образом, для ОРУ-110 выбираем конденсатор связи марки СМВ-110/ $\sqrt{3}$ -6,4 УХЛ1 с изолирующей подставкой типа ПИ-2 УХЛ1.

Для ОРУ-35 кВ выбираем конденсатор связи марки СМВ-66/ $\sqrt{3}$ -4,4 УХЛ1 с изолирующей подставкой типа ПИ-1 УХЛ1.

Фильтр присоединения должен быть рассчитан на определенную номинальную емкость, которая выбирается в зависимости от напряжения ВЛ.

Для 110 кВ номинальная емкость присоединения равна 6400 пФ, для 35 кВ – 4400 пФ. В соответствии с данными значениями выбираем подходящий ФП.

Для ОРУ-110 кВ выбираем фильтр присоединения марки ФПМ-Рс-6400/20-38.

Для ОРУ-35 кВ выбираем фильтр присоединения марки ФПМ-Рс-4400/20-28.

4.12 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Силовой трансформатор (СТ) – важное оборудование на подстанции, которое предназначено для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого с минимальными потерями. В нормальных условиях эксплуатации выбранные трансформаторы определенной мощности должны обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, которые подключены к подстанции.

При выборе силового трансформатора необходимо учитывать также категории потребителей. В случае, если подстанция питает потребителей I и II категории, то необходимо устанавливать не менее двух СТ, потому что данные категории потребителей не терпят перерывов в электроснабжении. Если один из

трансформаторов выйдет из строя, то второй должен обеспечить работу подстанции, находясь в загруженном состоянии.

Для выбора СТ необходимо знать расчетную мощность, которая определяется по формуле:

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{n \cdot K_3} \quad (50)$$

где $P_{\text{ср}}$ – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{\text{неск}}$ – некомпенсированная мощность в зимний период;

K_3 – коэффициент загрузки, для двухтрансформаторной подстанции принимается равным 0,7;

n – число трансформаторов.

Подставляем значения в формулу (50):

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{9,5^2 + 3,1^2}}{2 \cdot 0,7} = 7,138 \text{ МВА};$$

Значение расчетной мощности необходимо округлить до ближайшего большего значения номинальной мощности. В моем случае для подстанции Силикатная подходят трансформаторы мощностью 10 МВА типа ТДТН-10000/110-76У1.

Необходимо проверить выбранный трансформатор по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы по формуле:

$$K_3^{\text{ном}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{n \cdot S_{\text{T}}^{\text{ном}}} \quad (51)$$

Подставляем значения в формулу (51):

$$K_3^{\text{ном}} = \frac{\sqrt{9,5^2 + 3,1^2}}{2 \cdot 10} = 0,5;$$

Значение коэффициента загрузки должно находиться в пределах от 0,5 до 0,75. В моем случае коэффициент загрузки равен 0,5 и выбранный трансформатор удовлетворяет условию проверки по коэффициенту загрузки в номинальном режиме.

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме работы определяется по

формуле:

$$K_{з.па}^{па} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{ср}^2}}{(n-1) \cdot S_T^{ном}} \leq 1,4 \quad (52)$$

Подставляем значения в формулу (52):

$$K_{з.па}^{па} = \frac{\sqrt{9,5^2 + 3,1^2}}{(2-1) \cdot 10} = 0,999 \leq 1,4 ;$$

В моем случае коэффициент загрузки в послеаварийном режиме соответствует условию. Если его значение превышает 1,4, то в таком случае следует выполнить разгрузку трансформатора.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

5.1 Релейная защита силового трансформатора

Релейная защита СТ – это совокупность устройств, которые предназначены для автоматического отключения СТ при возникновении каких-либо повреждений или режимов работы, отклоняющихся от нормы.

Существует несколько основных видов повреждений и ненормальных режимов:

1. Внутренние повреждения – к ним относятся межвитковые, фазные замыкания, замыкания на землю и повреждение магнитопровода;
2. Внешние повреждения – короткое замыкание шинах, линиях, подключенных к СТ;
3. Ненормальные режимы – снижение уровня трансформаторного масла, перегрев обмоток, повышение напряжения и перегрузки

Основной целью такой защиты является минимизация ущерба от возникших аварий, а также обеспечение безопасности персонала и силового оборудования.

Существует два вида защит для силового трансформатора:

1. Основная быстродействующая защита;
2. Резервная защита.

К основным защитам СТ относятся:

1. Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ), которая работает на принципе сравнения токов на входе и выходе трансформатора (при внутреннем КЗ возникает разница токов, что приводит к срабатыванию защиты);
2. Газовая защита, которая реагирует на выделение газа при разложении масла (для масляных трансформаторов).

К резервным защитам СТ относятся:

1. Максимальная токовая защита (МТЗ), которая делится на два вида, а именно на токовую отсечку и МТЗ с выдержкой времени;
2. Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);

3. Термозащита;
4. Защита от повышения напряжения.

Релейная защита трансформатора строится на основе комбинации быстродействующих и резервных защит. Выбор конкретных защит зависит от индивидуальных особенностей.

5.1.1 Дифференциальная защита трансформатора

Расчет дифференциальной защиты трансформатора будет производиться на базе микропроцессорного терминала «Сириус-3Т» производства компании ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Необходимо выполнить расчет коэффициентов трансформации трансформатора тока. Расчет приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Расчет коэффициентов трансформации ТТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	35 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}$	146,942	329,914	1155
Коэффициент трансформации ТТ	$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{ТТ1}}}{I_{\text{ТТ2}}}$	$\frac{200}{5} = 40$	$\frac{400}{5} = 80$	$\frac{1500}{5} = 300$
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{\text{ном.в}} = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\text{ТТ}}}$	3,858	4,33	4,043
Размах РПН, %	-	16		

Определяем вторичные токи ТТ по формуле:

$$I_{\text{ТТ2}} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\text{ТТ}}} \quad (53)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток обмоток СТ;

$K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Подставляем значения в формулу (53) для стороны высокого напряжения:

$$I_{\text{ТТ2.вн}} = \frac{53}{40} = 1,325 \text{ А};$$

Для стороны среднего напряжения:

$$I_{\text{тт2.сн}} = \frac{157,8}{80} = 1,973 \text{ А};$$

Для стороны низкого напряжения:

$$I_{\text{тт2.нн}} = \frac{875}{300} = 2,917 \text{ А}.$$

Определяем дифференциальную отсечку (ДЗТ-1).

Дифференциальная защита отстраивается от броска тока намагничивания и от тока небаланса.

Для начала рассмотрим первый вариант.

При подаче напряжения на силовой трансформатор со стороны ВН амплитуда броска тока намагничивания не более чем в 5 раз превышает амплитуду номинального тока защищаемого трансформатора. Это эквивалентно соотношению амплитуды броска к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному $5 \cdot \sqrt{2} = 7,07$.

Дифференциальная отсечка срабатывает как по мгновенному значению тока, так и по его первой гармонике. Уставка по мгновенному значению составляет $2,5 \cdot \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}}$. Минимально допустимая уставка по первой гармонике — $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} = 4$, что соответствует $2,5 \cdot 4 = 10$ при пересчёте амплитуды к действующему значению или $\frac{10}{\sqrt{2}} = 7,07$ в отношении амплитуд.

Полученные данные подтверждают, что отсечка по мгновенным значениям надёжно отстроена от бросков намагничивания. Согласно расчётам, действующее значение первой гармоники броска не превышает 35% от его амплитуды. Например, если амплитуда составляет $7 \cdot I_{\text{ном}}$, то действующее значение первой гармоники будет $7 \cdot 0,35 = 2,45$. Таким образом, даже при минимальной уставке $4 \cdot I_{\text{ном}}$ отсечка остаётся устойчивой к броскам тока намагничивания как по мгновенным значениям, так и по первой гармонике дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса.

Уставка выбирается по условию, что:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{КЗвнеш.мах}} \quad (54)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$K_{\text{нб}}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используется ТТ с вторичным номинальным током 5 А, то $K_{\text{нб}} = 0,7$;

$I_{\text{КЗвнеш.мах}}$ – отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора.

$$I_{\text{КЗ.внеш.макс}}^* = \frac{I_{\text{К1.макс.уточн.}(ВН)}^{(3)}}{I_{\text{перв.ном.ВН}}} \quad (55)$$

Для расчета внешнего расчетного тока короткого замыкания, необходимо знать максимальный уточненный трехфазный ток для точки К1:

$$I_{\text{К1.макс.уточн.}(ВН)}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{сист.}(макс.)} + X_{\text{т.мин}})} \quad (56)$$

Подставляем значения в формулу (56):

$$I_{\text{К1.макс.уточн.}(ВН)}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (15,022 + 82,656)} = 680 \text{ А};$$

Полученное значение подставляем в формулу (55):

$$I_{\text{КЗ.внеш.макс}}^* = \frac{680}{146,962} = 4,627 \text{ А};$$

Выбираем уставку по условию (54):

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 4,627 = 3,887;$$

Базовая уставка $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}}$ определяет чувствительность работы ступени и ее рекомендуется принимать равной 0,3-0,5. Базовую уставку принимаем равной $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} = 0,3$.

Определяем расчетный ток небаланса по следующей формуле:

$$I_{\text{НБ РАСЧ}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер.}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \epsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав.}}) \cdot I_{\text{КЗ.внеш.макс}}^* \quad (57)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,5;

$K_{\text{пер.}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим при коротком замыкании, принимается равным 3,0;

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент одностипности трансформаторов тока, принимается равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{\text{РПН}}$ – относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{\text{добав.}}$ – обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

Подставляем значения в формулу (56):

$$I_{\text{НБ РАСЧ}} = 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,04) \cdot 4,627 = 2,984 \text{ А}$$

Определяем уставку дифференциальной отсечки при к.з. на стороне НН:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб(1)}} \cdot I_{\text{КЗ.внеш.макс}}^*$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2;

$K_{\text{нб(1)}}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего к.з. (при вторичных номинальных токах ТТ 5 А отношение равно 0,7).

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 4,627 = 3,887;$$

Диапазон уставки $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}}$, предусмотренный на терминале «Сириус-3Т»: $(4,0 \div 30,0) I_{\text{баз}}$. Принимаемое значение уставки округляется до одного знака после запятой.

$$\text{Принимаем уставку } \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} = 4.$$

Дифференциальная защита (ДЗТ-2).

Расчёт параметров дифференциальной защиты ДЗТ-2 предполагает определение ключевых характеристик тормозной кривой, включая:

1. Базовую уставку дифференциального тока ($\frac{I_{д1}}{I_{НОМ}}$) - начальную точку срабатывания защиты;
2. Коэффициент наклона ($K_{ТОРМ}$) второго участка тормозной характеристики;
3. Вторую точку перелома тормозной кривой ($\frac{I_{м2}}{I_{НОМ}}$);
4. Параметры блокировки по второй гармонике ($\frac{I_{дг2}}{I_{дг1}}$).

Графическое представление тормозной характеристики показано на рисунке 5. Все токовые значения выражены в относительных единицах, нормированы к номинальному току стороны высокого напряжения. При этом тормозной ток рассчитывается как среднее арифметическое модулей токов всех защищаемых обмоток трансформатора.

Особенностью представления характеристик является использование относительных величин, что позволяет унифицировать настройки для трансформаторов различной мощности. Все токовые параметры приводятся к номинальному значению стороны ВН, что обеспечивает согласованность работы защиты при любом режиме эксплуатации.

Начальную точку срабатывания защиты $\frac{I_{д1}}{I_{НОМ}}$ выбираем по условию отстройки от тока небаланса при протекании базисного тока СТ по следующей формуле:

$$\frac{I_{д1}}{I_{НОМ}} \geq K_{отс} \cdot I_{НБ.РАСЧ}^* \quad (58)$$

где $I_{НБ.РАСЧ}^*$ - расчетный ток небаланса.

Расчетный ток небаланса определяется по формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ}^* = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \epsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав} \quad (59)$$

Отсюда получаем выражение для расчета пределов базовой уставки:

$$\frac{I_{д1}}{I_{ном}} \geq K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \epsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \quad (60)$$

Подставляем значения в формулу (59) и определяем пределы базовой уставки:

$$\frac{I_{д1}}{I_{ном}} \geq 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,04) = 1,5 \cdot 0,43 = 0,645.$$

В терминале "Сириус-Т3" предусмотрена регулировка базовой дифференциальной уставки $\frac{I_{д1}}{I_{баз}}$ в диапазоне от $(0,3 \div 1,0) I_{баз}$.

При выборе конкретного значения уставки следует учитывать, что в релейной защите преимущественно используются трансформаторы тока класса точности 10Р. Исходя из этого, а также принимая во внимание условия неравенства, рекомендуется устанавливать значение $\frac{I_{д1}}{I_{ном}} = 0,7$.

Данный выбор уставки обеспечивает:

1. Достаточную чувствительность защиты;
2. Надежную отстройку от токов небаланса;
3. Соответствие характеристик применяемых ТТ;
4. Оптимальное соотношение между селективностью и быстродействием защиты.

Определяем расчетный ток небаланса при протекании тока, равного базисному по формуле (60):

$$I_{НБ.РАСЧ}^* = 3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,04 = 0,43.$$

Для выбора уставки срабатывания должно выполняться условие (58):

$$\frac{I_{д1}}{I_{баз}} \geq 1,5 \cdot 0,43 = 0,645.$$

Подтверждается принятое ранее условие $\frac{I_{д1}}{I_{ном}} = 0,7$.

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot I_{НБ.РАСЧ}^* \quad (61)$$

Определяем дифференциальный ток для построения графика торможения:

$$I_{диф} = 1,5 \cdot 0,43 = 0,645 \text{ А}$$

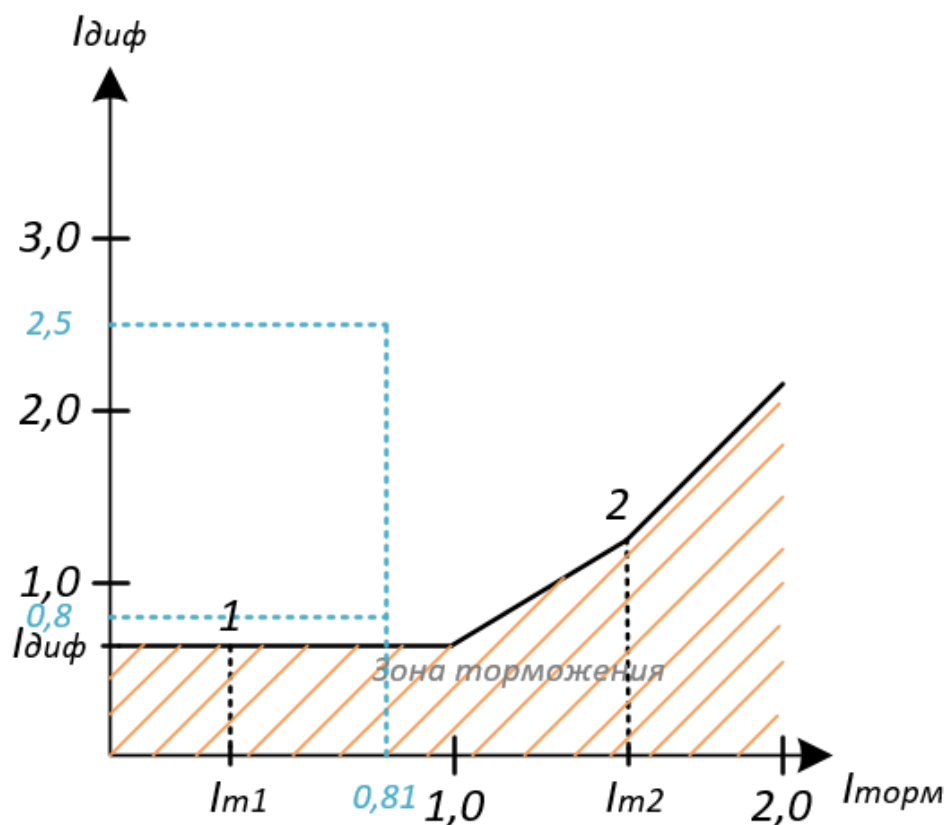


Рисунок 7 – Тормозная характеристика ДЗТ «Сириус-3Т»

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

$$K_{\text{сн.т}} = \frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{скв}}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \epsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}) \quad (62)$$

где $I_{\text{торм}}$ – тормозной ток;

$I_{\text{скв}}$ – сквозной ток.

Подставляем значения в формулу (62) для расчета коэффициента снижения тормозного тока:

$$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,04) = 0,785$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} = 100 \frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{торм}}} = 100 \cdot K_{\text{отс}} (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \epsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}) / K_{\text{сн.т}} \quad (63)$$

Диапазон уставки $K_{\text{торм}}$ %, предусмотренный на терминале «Сириус-3Т»: (10÷100)%. Подставляем значения в формулу (63). Принимаемое значение уставки округляется до целого числа.

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,04}{0,785} = 82,2 = 82\%$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = \frac{I_{д1}}{I_{ном}} \cdot \frac{100}{K_{торм}} \quad (64)$$

Подставляем значения в формулу (64):

$$\frac{I_{m1}}{I_{ном}} = 0,7 \cdot \frac{100}{82,2} = 0,852.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики.

Рекомендуемый диапазон уставки $\frac{I_{m2}}{I_{ном}}$, предусмотренный на терминале «Сириус-3Т»: $(1,0 \div 2,0) I_{ном}$.

Принятое значение уставки второй точки излома $2,0 \cdot I_{ном}$.

Диапазон уставки блокировки от второй гармоники $\frac{I_{дг2}}{I_{дг1}}$, предусмотренный на терминале «Сириус-Т3»: $(0,06 \div 0,2) \cdot \frac{I_{дг2}}{I_{дг1}} = 0,15$.

$$\frac{I_{m2}}{I_{ном}} = 2 > \frac{I_{m1}}{I_{ном}} \quad (65)$$

$$\frac{I_{m2}}{I_{ном}} = 2$$

$$2 = 2 > 0,852.$$

Определяем коэффициент чувствительности по следующей формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K1.мин.уточ.(ВН)}^{(2)}}{I_{с.з.}} \quad (66)$$

где $I_{с.з.}$ – ток срабатывания защиты;

$I_{K1.мин.уточ.(ВН)}^{(2)}$ – двухфазный ток короткого замыкания для высокой стороны.

Определяем ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = I_{перв.ном.ВН} \cdot \frac{I_{д1}}{I_{ном}} \quad (67)$$

Подставляем значения в формулу (67) и рассчитываем ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = 146,962 \cdot 0,7 = 102,87 \text{ А}$$

Подставляем значения в формулу (66):

$$K_{ч} = \frac{3828}{102,87} = 37,21 > 2.$$

Для контроля асимметрии токов в цепях дифференциальной защиты предусмотрена специальная сигнализация. Ее параметры настраиваются следующим образом:

1. Токовая уставка выбирается с запасом ниже минимального порога срабатывания чувствительной ступени ДЗТ-2 (должна быть меньше значения $\frac{I_{д1}}{I_{ном}}$).

2. Временная выдержка устанавливается на уровне нескольких секунд.

Такие параметры настройки позволяют:

1. Эффективно обнаруживать повреждения в токовых цепях;
2. Исключать ложные срабатывания при кратковременных небалансах;
3. Обеспечивать своевременное предупреждение персонала о неисправностях;
4. Сохранять работоспособность основной защиты при нарушениях в измерительных цепях.

Особенностью данной сигнализации является ее подчиненный характер по отношению к основной защите, что гарантирует приоритетность действий главных защитных функций.

Принимаем следующие значения уставок:

$$\frac{I_{д1}}{I_{ном}} = 0,7;$$

$$t_{с.з.} = 10 \text{ с.}$$

5.1.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) служит для отключения трансформатора при перегрузках и внешних коротких замыканиях (КЗ) в защищаемой зоне. Она является резервной защитой, срабатывающей, если не отключились основные защиты (дифференциальная, газовая и др.).

МТЗ реагирует на превышение тока сверх заданной уставки. По условиям селективности максимальная токовая защита должна иметь выдержку времени, чтобы:

1. Не срабатывать при кратковременных перегрузках;
2. Обеспечить селективность (отключать только повреждённый участок).

В практике релейной защиты встречаются ситуации, когда традиционные токовые защиты не обеспечивают необходимой чувствительности. Это особенно характерно для подстанций, питающих преимущественно двигательные нагрузки. В таких случаях эффективным решением становится применение комбинированной защиты с использованием блокировки по напряжению.

Схема включения максимальной токовой защиты зависит от самого силового трансформатора, например:

1. Для двухобмоточного трансформатора: МТЗ ставится на обеих сторонах (ВН и НН).
2. Для трехобмоточного: МТЗ устанавливается на всех трёх обмотках. Токи измеряются через трансформаторы тока (ТТ).

В качестве примера выполню расчет МТЗ для стороны высокого напряжения трансформатора ТДТН-10000/110.

При расчетах максимальной токовой защиты трансформатора принимается ступенчатая селективность для каждой стороны СТ.

1. Для стороны высокого напряжения 110 кВ принимаем время срабатывания защиты равное $t_{с.з.} = 1,5$ с. Защита на высокой стороне резервирует защиты на сторонах среднего и низкого напряжения;

2. Для стороны среднего напряжения 35 кВ принимаем время срабатывания защиты равное $t_{с.з.} = 1,0$ с;

3. Для стороны низкого напряжения 10 кВ принимаем время срабатывания защиты равное $t_{с.з.} = 0,5$ с.

Необходимо определить ток срабатывания защиты, который определяется по формуле:

$$I_{с.з.МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.з}}{K_B} \cdot I_{раб.мах} \quad (68)$$

где $K_{над}$ – коэффициент надежности, принимаем равным 1,2;

$K_{сам.з}$ – коэффициент самозапуска двигателей, принимаем равным 2,0;

K_B – коэффициент возврата, принимаем равным 0,8.

Ток срабатывания защиты равен, кА:

$$I_{с.з.МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,8} \cdot 146,962 = 441 \text{ А} = 0,441 \text{ кА}$$

Определяем вторичный ток срабатывания реле тока по формуле, А:

$$I_{с.з.р\tau} = \frac{K_{сх} \cdot I_{с.з.МТЗ}}{K_{тт}} \quad (69)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы, принимаем равный 1, т.к. трансформатор тока соединен звездой, в ином случае, при соединении треугольником - $\sqrt{3}$.

Вторичный ток срабатывания реле тока равен:

$$I_{с.з.р\tau} = \frac{1 \cdot 441}{\frac{200}{5}} = 11,025 \text{ А}.$$

Для оценки эффективности защитных устройств выполняется проверка чувствительности, которая осуществляется следующим образом:

1.Базовый параметр проверки. В качестве расчетного значения принимается минимальный ток короткого замыкания, возникающий за трансформатором. При этом величина тока приводится к уровню напряжения той стороны, где установлена защита.

2.Расчетный критерий.

Уровень чувствительности защиты количественно оценивается через специальный коэффициент чувствительности, который вычисляется по формуле:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{кз.ВН}^{(2)}}{I_{с.з.МТЗ}} \quad (70)$$

Определяем коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{3,828}{0,441} = 8,68 > 1,2.$$

Исходя из полученного значения коэффициента чувствительности делаем вывод, что оно соответствует требованиям. Коэффициент чувствительности должен быть больше 1,2.

Для обеспечения селективности выдержка времени МТЗ выбирается с учетом характеристик смежных защитных устройств. В данном случае временная уставка устанавливается больше максимального времени срабатывания защиты отходящей линии. Для линии это значение равно $t_{\text{с.з.Л}} = 1,5$ с.

Для надежной отстройки обычно добавляют ступень селективности $\Delta t = 0,3 - 0,5$ с, поэтому:

$$t_{\text{с.з.МТЗ}} = t_{\text{с.з.Л}} + \Delta t \quad (71)$$

$$t_{\text{с.з.МТЗ}} = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с.}$$

Расчет МТЗ для стороны среднего и низкого напряжения производится аналогичным образом, как для стороны высокого напряжения.

Результат расчетов МТЗ представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Результаты расчетов МТЗ

Сторона силового трансформатора	Рабочий максимальный ток $I_{\text{раб.мах}}, \text{ А}$	Ток срабатывания защиты $I_{\text{с.з.}}, \text{ А}$	Вторичный ток срабатывания РТ $I_{\text{с.з.рт}}, \text{ А}$	Коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}}$
ВН	146,942	441	11,025	8,68
СН	329,914	989,742	12,372	1,3
НН	1155	3465	20,01	1,25

5.1.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки предназначена для предотвращения повреждения изоляции из-за длительного нагрева, сохранения ресурса трансформатора, а также формирования предупредительного сигнала (в отличие от аварийного отключения).

Защита срабатывает при превышении тока над номинальным значением в

течение заданного времени, учитывая тепловую инерцию трансформатора, времятоковую характеристику нагрева и коэффициент перегрузочной способности. Данная защита устанавливается со всех сторон трехобмоточного трансформатора.

Определяем ток срабатывания защиты от перегрузки по формуле:

$$I_{с.з.пер} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{раб.мах} \quad (72)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаем равным 1,05;

K_B – коэффициент возврата, принимаем равным 0,8.

Подставляем значения в формулу (72):

$$I_{с.з.пер.ВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 146,942 = 192,861 \text{ А.}$$

Для стороны СН и НН расчет тока срабатывания защиты от перегрузки аналогичен расчету для стороны ВН.

$$I_{с.з.пер.СН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 329,914 = 433,012 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.пер.НН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 1155 = 1515,938 \text{ А.}$$

Определяем вторичные токи срабатывания защит:

$$I_{с.з.пер.ВН2} = \frac{192,861}{\frac{200}{5}} = 4,822 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.пер.СН2} = \frac{433,012}{\frac{400}{5}} = 5,413 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.пер.НН2} = \frac{1515,938}{\frac{1500}{5}} = 5,053 \text{ А.}$$

5.1.4 Газовая защита

Газовая защита – ключевая система безопасности маслонаполненных трансформаторов, реагирующая на разложение масла при внутренних повреждениях. Работает независимо от других защит, обеспечивая быстрое обнаружение аварийных режимов.

Ключевым компонентом газовой защиты служит специальное газовое реле. Конструктивно реле представляет собой герметичный корпус, который монтируется в маслопроводной магистрали, соединяющей основной бак трансформатора с расширительным баком.

В штатном режиме работы:

- Внутренняя полость реле полностью заполнена трансформаторным маслом;
- Все подвижные элементы находятся в исходном положении;
- Контактные группы разомкнуты.

При возникновении незначительных повреждений:

- В трансформаторе начинается процесс газообразования;
- Выделяющийся газ перемещается по маслопроводу;
- Газовые пузыри скапливаются в верхней части реле;
- Активируется сигнальный элемент конструкции.

Особенностью работы является постепенное накопление газа в верхней камере реле, что позволяет:

- Фиксировать начальную стадию повреждения;
- Обеспечивать раннее предупреждение персонала;
- Сохранять работоспособность трансформатора при незначительных дефектах.

Конструкция реле обеспечивает надежное разделение масляной и газовой сред, что гарантирует точность срабатывания защиты. При этом сохраняется возможность визуального контроля через смотровое окно и отбора проб газа для последующего анализа.

Газовые реле предназначены для защиты трансформаторов, имеющих расширитель, от повреждений внутри бака, при которых происходит выделение газа, снижение уровня масла или возникновение ускоренного потока масла из бака трансформатора в расширитель [22].

Газовое реле обладает рядом преимуществ, по сравнению с другими защитами, например:

1. Обнаруживает медленно развивающиеся дефекты (не чувствительные для ДЗТ);
2. Реагирует на утечки масла (что недоступно токовым защитами);
3. Определяет характер повреждения по составу газа.

Несмотря на эти преимущества, важно отметить, что газовая защита всегда используется в комплексе с дифференциальной и МТЗ, обеспечивая многоуровневую защиту трансформатора.

5.2 Описание защиты линий

Релейная защита высоковольтных линий — это совокупность автоматизированных приборов, оперативно обнаруживающих и устраняющих аварийные режимы, возникающие в электрических сетях высокого напряжения.

Назначение релейной защиты:

1. Обнаружение дефектов: Реле регистрируют отклонения от штатных эксплуатационных характеристик, включая короткие замыкания, перегрузочные процессы, нарушение целостности изоляции и другие неполадки.

2. Локализация отказавших зон: Система быстро идентифицирует проблемный участок линии и немедленно отсоединяет его, ограничивая распространение аварии и снижая ущерб.

3. Ограничение последствий: Благодаря быстрому реагированию реле уменьшается риск выхода из строя дорогостоящее оборудование и сокращается объем потерь энергии.

4. Самостоятельное возобновление подачи электричества: Некоторые конфигурации позволяют автоматически восстановить питание после временного отключения, повышая общую надёжность энергоснабжения пользователей.

Обеспечение безопасности высоковольтных линий осуществляется посредством комплекса мероприятий и технических решений, направленных на исключение коротких замыканий и иных неблагоприятных ситуаций. Среди основных мер можно выделить следующие:

1. Подбор оптимального сечения и типа проводов. Чаще всего применяют самонесущие изолированные провода (СИП), обеспечивающие безопасность эксплуатации.

2. Средства предотвращения образования льда. Такие устройства монтируются с подветренной стороны, минимизируя риск накопления ледяной

массы и последующего повреждения проводов.

3. Защитные пластиковые кожухи. Они устанавливаются вблизи изоляторов для предотвращения контакта птицы с оголёнными участками кабеля.

4. Разрядники. Предназначены для защиты воздушных линий электропередач от грозовых разрядов, способных вызвать повреждение изоляции или скачки напряжения.

5. Предохранительные элементы. Оснащённые плавкими вставками, предназначенными для замены после срабатывания системы защиты.

6. Устройства ограничения перенапряжений. Необходимы для стабилизации уровня напряжения в случаях его непредвиденного повышения вследствие различных факторов.

7. Обработка несущих элементов. Древесину обрабатывают специальными составами, металлические части покрывают антикоррозионными покрытиями, а железобетонные конструкции оборудуют системой заземления.

Для сетей с рабочими напряжениями от 6 до 35 кВ используется максимальная токовая защита, эффективно предотвращающая короткое замыкание. Магистраль с более высокими показателями напряжения — до 110 кВ — дополнительно оснащается дифференциально-фазной защитой.

5.3 Описание защиты шин низкого напряжения

Релейная защита шин низкого напряжения служит для поддержания высокой надежности и безопасности эксплуатации распределительных шкафов и подключённых нагрузок. Её главная цель — оперативно обнаружить и устранить возможные аварийные ситуации, вызванные такими факторами, как КЗ, чрезмерная нагрузка, потеря одной из фаз и прочие нарушения в функционировании сети. Наиболее значимые виды защиты низковольтных шин:

1. Максимально-токовая защита (МТЗ).

Это самый распространенный метод защиты, основанный на контроле повышения тока сверх установленной нормы.

Данная защита бывает двух видов:

- Вариант с мгновенным действием защищает сеть от серьезных КЗ, моментально разрывая цепь.

- Вариант с временной зависимостью постепенно реагирует на продолжительное повышение нагрузки (перегрузка), давая ей некоторое время для восстановления нормы.

2. Защита от однофазных замыканий на землю.

В условиях трехфазных систем необходимо контролировать утечку тока на землю. Этот тип защиты помогает предупредить травмы от удара электричеством сотрудников и снижает опасность пожара. Как правило, такая защита реализована с применением дифференциальных автоматов либо специализированных устройств защитного отключения (УЗО).

3. Защита от перегрева.

Она необходима для наблюдения за нагревом проводников и контактов, происходящим при длительном повышении тока выше номинала. Такая защита зачастую дополняется тепловыми расцепителями или датчиками температуры.

4. Защита от разрыва нулевого проводника.

Эта мера направлена на предотвращение опасных обстоятельств, обусловленных нарушением связи с нейтралью, особенно в трехфазных схемах. Отсутствие нейтрали способно вызывать смещение фаз и выход из строя сложного оборудования.

5. Механизм резервирования.

Резервирование предполагает повторное использование одних и тех же функций защиты, гарантируя работоспособность системы даже при выходе из строя одного из её элементов. К примеру, возможно создание независимого канала защиты. Основными элементами данной системы являются:

- Преобразователи сигналов, осуществляющие непрерывный мониторинг параметров сети (таких как сила тока, уровень напряжения, температура) и передающие сведения в контроллеры.

- Реле и защитные автоматы, предназначенные для быстрого отключения сети при появлении опасной ситуации.

- Распределительные панели компактного формата, облегчающие монтаж модульных блоков защиты и автоматизации.

- Информационные панели сигнализации и диагностики, демонстрирующие состояние защищённой сети и фиксирующие события, что облегчает диагностику возникших проблем.

Следовательно, грамотная реализация защиты шин низкого напряжения существенно снижает угрозу поражения электрическим током, минимизирует число поломок оборудования и гарантирует устойчивое функционирование энергопотребителей.

5.4 Описание защиты отходящих присоединений

Организация защиты отходящих присоединений подстанций имеет важное значение для надежного и безопасного функционирования электрических сетей. Данные присоединения охватывают кабельные и воздушные линии, а также другие элементы, соединяемые с основными шинами подстанций, нуждающиеся в особой защите от различных аварийных ситуаций.

Задача защиты таких присоединений сводится к следующим ключевым целям:

- Оперативное выявление и четкое установление местонахождения повреждений.
- Надёжное отключение поражённого участка сети, предотвращающее развитие аварии и дальнейшее ухудшение состояния оборудования.
- Обеспечение стабильности и общей устойчивости электроснабжающей системы.

Основные виды защиты отходящих присоединений:

1. Максимально-токовая защита (МТЗ): Простейший и наиболее популярный тип защиты, отслеживающий резкое увеличение тока в линии выше установленной границы. Может быть организована как с постоянным временем реакции, независимо от величины тока, так и с учётом временной зависимости от степени перегрузки.

2. Дифференциальная защита: Применяется для идентификации

внутреннего повреждения конкретной линии. Особенность метода — сопоставление входящего и выходящего токов на различных участках. Нарушение баланса свидетельствует о наличии короткого замыкания, приводя к немедленному отключению линии.

3. Направленная защита: Способна определять направление передачи мощности относительно своей позиции, что позволяет точно установить место повреждения и избежать ложных отключений смежных участков сети.

4. Газовая защита трансформаторов: Разработана специально для трансформаторов с маслом. Зафиксировав появление газа в устройстве, защита предупреждает о потенциальных внутренних нарушениях и даёт возможность предпринять профилактические меры.

5. Термическая защита (защита от перегрева): Постоянно следит за температурой деталей оборудования, предупреждая опасные случаи перегрева, способные нанести значительный ущерб.

6. Автоматическая частотная разгрузка (АЧР): Функция, направленная на поддержание стабильной частоты в энергосети. АЧР отслеживает колебания частоты и осуществляет необходимую разгрузку системы при её отклонении от нормативных значений.

7. Устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ): Активация происходит тогда, когда главный выключатель не справляется с задачей отключения повреждённого элемента. УРОВ обеспечивает дополнительный уровень защиты, сохраняя систему целостной в кризисных ситуациях.

8. Фиксированная дистанционная защита: Специальный алгоритм, определяющий расстояние от реле до вероятного места повреждения. Эффективен для протяжённых линий и обеспечивает точную фиксацию области повреждения.

Элементы структуры системы защиты:

- Трансформаторы тока и напряжения: Сбор исходных данных о параметрах сети, необходимых для оценки её текущего состояния.

- Автоматические выключатели: Непосредственно отключают участок

сети при регистрации аварийной ситуации.

- Панель управления и сигнализации: Индикаторы и световые табло отображают текущие показатели и сообщают персоналу о важных событиях в системе защиты.

- Специализированное программное обеспечение: Современные системы оснащены профессиональным программным обеспечением, позволяющим детально анализировать ситуацию и управлять процессом защиты в режиме реального времени.

Таким образом, грамотно построенная система защиты отходящих присоединений подстанций способствует обеспечению необходимого уровня безопасности, уменьшению влияния аварийных ситуаций и поддержанию качественного энергоснабжения конечным потребителям.

5.5 Автоматика на подстанции

Автоматические системы и средства телеуправления играют решающую роль в процессе диспетчерского управления энергетическими объектами. Они необходимы для эффективного мониторинга и координации работы сложных комплексов оборудования, составляющих основу энергетических систем. Эти инструменты обеспечивают сбор, передачу и обработку разнообразной информации о текущих режимах работы, изменениях в состоянии коммутационного оборудования, развитии аварийных ситуаций и выполнении приказов оператором. Без них невозможно представить современное диспетчерское управление, поскольку именно они делают возможным постоянный контроль и оперативное принятие решений.

Важнейшие функции средств автоматики и телеуправления включают:

1. Сбор информации о режимах работы – фиксируется и передается информация о нагрузке, напряжении, частоте и других характеристиках оборудования, используемых для выработки электроэнергии, преобразования и передачи её потребителю.

2. Наблюдение за состоянием коммутационного оборудования – обеспечивается контроль состояния вводов, выключателей, предохранителей и

другой аппаратуры, используемой для управления потоками электроэнергии.

3. Мониторинг изменений в режимах работы и возникновение аварийных ситуаций – операторы получают предупреждения о колебаниях напряжения, токовых перегрузках, повреждениях линий и других критичных состояниях, что позволяет оперативно отреагировать и предотвратить дальнейшие осложнения.

4. Контроль выполнения производственных операций персоналом – проводится проверка соблюдения инструкций и регламентов персоналом, ответственным за выполнение переключений, введение новых режимов работы и осуществление иных организационно-технических процедур.

Кроме того, средствами телемеханики достигается:

- Отображение актуальной картины положения коммутационного оборудования на пульте диспетчера, что позволяет наглядно видеть положение каждой единицы оборудования, начиная от ввода электроэнергии и заканчивая отдельными выключателями и розетками.

- Создание архивов зарегистрированных событий, хранящихся для последующего анализа, составления отчетности и расследования возможных аварийных случаев.

- Формирование рекомендаций по улучшению работы оборудования и энергосистем, основанных на накопленной статистике и анализе собранных данных.

На подстанциях средства телемеханики следующие:

1. Удаленный доступ операторов к интерфейсам настройки и тестирования оборудования. Возможность проверки и конфигурирования аппаратуры без физического присутствия специалиста на месте, что упрощает проведение ремонтных и регламентных работ.

2. Телесигнализация положений коммутационного оборудования – осуществляется передача сведений о фактическом положении коммутационных аппаратов (включено / отключено) диспетчеру. Это обеспечивает достоверную картину состояния каждого элемента оборудования, позволяет вовремя заметить несанкционированные операции и сбои.

3. Аварийно-предупредительная телесигнализация – организуется постоянная отправка тревожных сообщений оператору о возникновении аварийных ситуаций, нарушений параметров, отказах техники и опасности перехода сети в недопустимый режим работы. Сигнал сопровождается звуковым и световым извещением для привлечения внимания дежурного персонала.

4. Архивирование показаний приборов учета и состояния оборудования. Хранение данных в течение длительного периода времени позволяет проводить глубокий ретроспективный анализ истории работы подстанции и оценивать динамику изменений параметров.

5. Телеизмерения по запросу – предусмотрено получение оперативной информации о важнейших показателях состояния подстанции, таких как величина тока, напряжение, мощность, частота и коэффициент загрузки трансформаторов. Полученные данные используются для формирования графиков нагрузки, расчетов тарифов и оптимизаций режимов работы.

6. Модуль адаптации и коррекции команд телеуправления. Данная функция учитывает задержки в передаче данных и компенсирует искажения, приспособляя команды телеуправления к реальной скорости отклика устройств.

7. Телеуправление – обеспечивается возможность дистанционного управления коммутационной аппаратурой, имеющей особое значение для нормальной работы подстанций в составе энергосистемы. Это позволяет оперативно изменять конфигурацию сети, включать и отключать силовые линии, трансформаторные группы и другое оборудование.

8. Система анализа технического состояния оборудования. Комплексный инструмент для диагностирования технического состояния агрегатов подстанции, позволяющий заблаговременно планировать ремонтные мероприятия и замену изношенных компонентов.

6 ВЫБОР СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА (СОПТ)

Система оперативного постоянного тока служит для подачи электропитания к устройствам управления и защиты электрооборудования на электростанциях, подстанциях и высоковольтных распределительных установках. Ее назначение — обеспечить бесперебойное энергоснабжение приборов релейной защиты, автоматики, сигналов тревоги и коммуникационных устройств даже при возникновении неполадок в основной электрической сети переменного тока. Оперативный ток не зависит от поставляемой электроэнергии и может организовать переключение с одного питания на другое. Ключевые компоненты данной системы:

1. Аккумуляторная батарея. Аккумуляторы являются главным источником электроэнергии в экстренных случаях, позволяя поддерживать работоспособность оперативных схем питания. Чаще всего применяются мощные свинцово-кислотные аккумуляторы.

2. Зарядно-подзаряжающее устройство (ЗПУ). Устройство осуществляет поддержание нужного уровня заряда аккумуляторов и стабилизацию напряжения в системе оперативного питания. Работает постоянно, выполняя две ключевые функции: зарядка батареи и подача стабильного постоянного напряжения на нагрузку.

3. Выпрямительные установки. Эти устройства конвертируют переменное электричество сетевого питания в постоянный ток требуемого напряжения. Их задача заключается в дублировании функций аккумулятора и обеспечении нормальной работоспособности всех потребителей в штатных условиях эксплуатации.

4. Оперативные контрольные панели. Такие панели оснащаются приборами измерения, устройствами сигнализации состояния аккумуляторных батарей и системами защиты зарядных контуров. Благодаря этому удаётся эффективно отслеживать показатели функционирования системы и быстро устранять возникающие нарушения.

5. Нагрузочные цепи. К цепям оперативного постоянного тока подсоединяются различные устройства и техника, необходимые для нормального функционирования энергетических объектов: - Устройства защитной автоматики и релейной защиты. - Электромагниты и пускатели высоковольтных коммутационных аппаратов. - Измерительное оборудование и системы диспетчерского управления. - Коммуникационные средства и противопожарная сигнализация.

СОПТ обладает рядом достоинств, например:

- Повышенная надёжность благодаря использованию запасного ресурса — аккумуляторных батарей;
- Способность противостоять перебоям в подаче электроэнергии: наличие собственного источника питания даёт возможность продолжать работу вне зависимости от проблем в общей электросети;
- Гарантированная стабильность параметров: стабильно поставляемое напряжение и отсутствие скачков обеспечивают верную реакцию реле и других механизмов.

На рассматриваемой подстанции Силикатная напряжением 110/35/10 кВ в экстренных и аварийных случаях источником энергии служит аккумуляторная батарея, которая позволит в течение какого-то времени обеспечить электроснабжение приборов релейной защиты, автоматики, сигналов тревоги и коммуникационных устройств.

7 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

7.1 Расчет молниезащиты подстанции

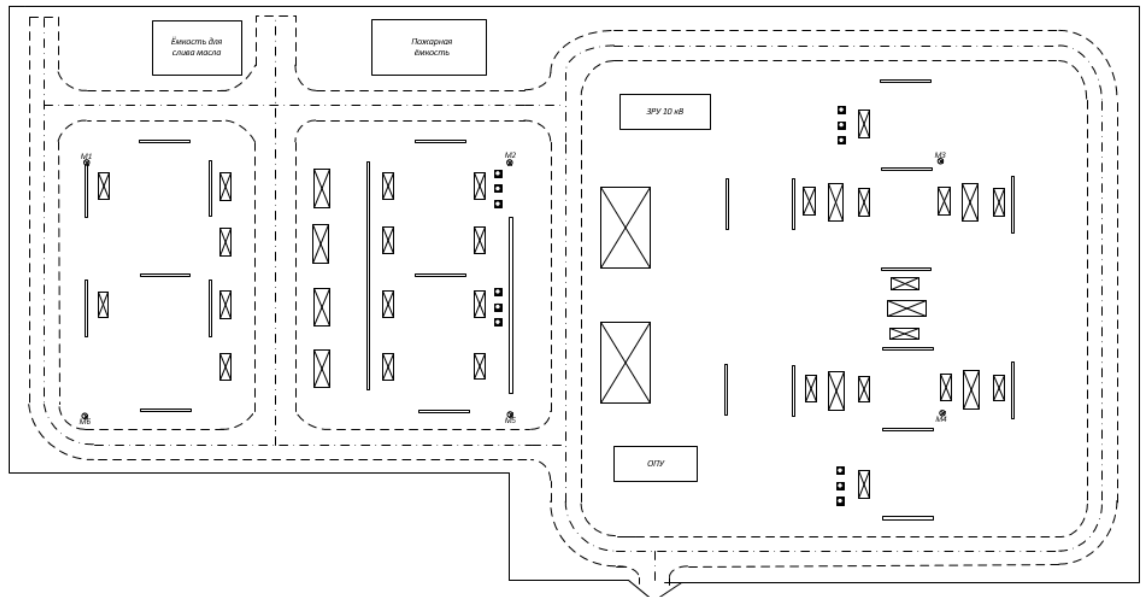


Рисунок 8 – Расстановка молниеотводов

Для объектов электроэнергетики нормируется два типа зон: зона защиты типа А обладает надежностью не ниже 0,995 (вероятность прорыва молнии не выше 0,005) для заземленных объектов, на всех элементах которых отсутствует напряжение относительно земли; зона защиты типа Б имеет надежность не ниже 0,95 (вероятность прорыва молнии не выше 0,05). Рабочее напряжение 750 кВ и 1150 кВ на ошиновке распределительного устройства заметно снижает надежность защиты. Элементы токопроводов и аппаратов защищаются молниеотводами с зоной типа А, но если рабочее напряжение 750 кВ и выше, надежность их защиты отождествляется с гарантированной зоной типа Б [30].

Изложенное выше можно записать в виде:

- Зона защиты А – надежность не менее 0,995, $U \leq 500$ кВ;
- Зона защиты Б – надежность не менее 0,95, $U \geq 500$ кВ.

Необходимо определить ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6} \quad (73)$$

где n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности;

A – длина объекта;

B – ширина объекта;

h_x – наибольшая высота сооружения, м.

Среднегодовое число ударов можно определить по следующей формуле:

$$n = 6,7 \cdot \frac{T_d}{100} \quad (74)$$

где T_d – средняя годовая продолжительность гроз в часах для Амурской области (от 40 до 60), принимаем равной $T_d = 60$.

$$n = 6,7 \cdot \frac{60}{100} = 4,02;$$

Для расчета ожидаемого количества поражений молнией в год незащищенного объекта, необходимо также знать геометрические размеры подстанции Силикатная. Для этого обратимся к публичной кадастровой карте.

Подставляем имеющиеся значения в формулу (73):

$$N = 0,06 \cdot 4 \cdot (165 + 10 \cdot 17,5) \cdot (128 + 10 \cdot 17,5) \cdot 10^{-6} = 0,025;$$

Необходимо определить параметры защиты молниеотводов.

Эффективная высота молниеотвода при его высоте $h \leq 150$ м определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (75)$$

где h – высота молниотвода.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне земли r_0 определяется по формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (76)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м};$$

Независимо от высоты молниеотвода определяется радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта r_x :

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \quad (77)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{17,5}{25,5}\right) = 9,788 \text{ м};$$

Расчет параметров защиты определяется попарно. В качестве примера рассмотрим расчет для молниеотводов 1-2. При построении зоны защиты

многократного молниеотвода рассматриваются все возможные пары и для каждой пары строится зона молниезащиты как для зоны двойного, при этом внутренняя зона является единой. Подробный расчет оставшихся вариантов приведен в приложении Б.

Расстояния между молниеотводами:

$$L_{M-M(1-2)} = 59,856 \text{ м};$$

$$L_{M-M(2-3)} = 60 \text{ м};$$

$$L_{M-M(3-4)} = 35,595 \text{ м};$$

$$L_{M-M(4-5)} = 60 \text{ м};$$

$$L_{M-M(5-6)} = 59,527 \text{ м};$$

$$L_{M-M(1-6)} = 35,981 \text{ м}.$$

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами по формуле:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M-M} - h) \quad (78)$$

где L_{M-M} – расстояние между молниеотводами.

$$h_{cx12} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (59,856 - 30) = 20,156 \text{ м};$$

Определяем половину ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта по следующей формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \quad (79)$$

где $r_{c0} = r_0 = 31,2$.

Подставляем значения в формулу (79) и определяем половину ширины внутренней зоны защиты:

$$r_{cx12} = 31,2 \cdot \frac{20,156 - 17,5}{20,156} = 4,111 \text{ м};$$

Результаты расчета зон защит молниеотводов сводим в таблицу 29.

Таблица 29 – Результаты расчета зон защит молниеотводов

Молниеотвод	L_{M-M}	r_{c0}	r_x	h_{cx}	r_{cx}
1	2	3	4	5	6
1-2	59,856	31,2	9,788	20,156	4,111

1	2	3	4	5	6
2-3	60	31,2	9,788	20,13	4,076
3-4	35,595	31,2	9,788	24,498	8,913
4-5	60	31,2	9,788	20,13	4,076
5-6	59,527	31,2	9,788	20,215	4,19
1-6	35,981	31,2	9,788	24,429	8,85

7.2 Расчет заземляющего устройства подстанции Силикатная

Заземляющая сетка проектируется в пределах подстанции, не выходя за пределы забора. Проектирование заземляющей сетки за забором строго запрещено ввиду обеспечения безопасности посторонних людей.

Площадь, используемая под заземлитель, определяется по формуле:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (80)$$

$$S = (165 + 2 \cdot 1,5) \cdot (128 + 2 \cdot 1,5) = 22008 \text{ м}^2 ;$$

Диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков, принимаем равным $d = 20$ мм.

Выбранное сечение необходимо проверить по условиям следующим условиям:

1) Условие механической прочности:

$$F_{\text{м.п.}} = \pi \cdot R^2 \quad (81)$$

$$F_{\text{м.п.}} = 3,142 \cdot 10^2 = 314,2 \text{ мм}^2;$$

2) Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{м}}^2 \cdot t_{\text{откл}}}{400 \cdot \beta}} \quad (82)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время срабатывания релейной защиты, $t_{\text{откл}} = 0,15$;

β – коэффициент термической стойкости для стали, $\beta = 21$.

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{60000^2 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 253,546 \text{ мм}^2;$$

3) Проверка по коррозионной стойкости сечения прутка:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}) \quad (83)$$

$$S_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k$$

где T – время использования заземлителя, $T = 240$ месяцев = 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта, принимаем равным 0,0026; 0,00915; 0,0104; 0,0224.

$$S_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,782;$$

$$F_{\text{кор}} = 3,142 \cdot 0,782 \cdot (20 + 0,782) = 51,07 \text{ мм}^2;$$

4) Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{м.п.}} \geq F_{\text{min}} = F_{\text{кор}} + F_{\text{т.с.}} \quad (84)$$

$$F_{\text{min}} = 51,07 + 253,546 = 304,616 \text{ мм}^2;$$

$314,2 \geq 304,616$ – выбранный диаметр прутка удовлетворяет условию (83), оставляем данное сечение $d = 20$ мм.

Расстояние между полосами сетки принимаем равным $l_{\text{п-п}} = 6$ м. С учетом этого находим общую длину горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\text{п-п}}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\text{п-п}}} \quad (85)$$

$$L_{\Gamma} = (165 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(128+2 \cdot 1,5)}{6} + (128 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(165+2 \cdot 1,5)}{6} = 7336 \text{ м.}$$

Число ячеек определяется по формуле:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{5}} - 1 \quad (86)$$

$$m = \frac{7336}{2 \cdot \sqrt{22008}} - 1 = 23,725.$$

Принимаем число ячеек, равное $m = 24$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{22008}}{24} = 6181 \text{ м.}$$

Необходимо найти число вертикальных электродов. Принимаем длину вертикального электрода $l_{\text{в}} = 5$ м; расстояние между ними $a = 20$ м.

Число вертикальных электродов определяется по формуле:

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{5}}{a} \quad (87)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{22008}}{20} = 29,67; n_B = 30.$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho_{\text{э}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\Gamma} + n_B \cdot l_B} \right), \quad (88)$$

где $\rho_{\text{э}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – коэффициент подобия, зависит от отношения.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S}, \quad (89)$$

$$h_3 = 0 \div 22 \text{ м.}$$

Принимаем $h_3 = 0,7 \text{ м.}$

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k, \quad (90)$$

где ρ_1, ρ_2 – удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоев грунта, Ом/м;

k – коэффициент.

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_B} \right) \text{ при условии, что } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10, \quad (91)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \text{ при условии, что } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1, \quad (92)$$

С учетом того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{30} = 1,67$, расчет коэффициента осуществляется по формуле (91):

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,1.$$

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{50}{30} \right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом/м.}$$

$$A = \frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{22008}} = 0,034;$$

$$A = 0,4.$$

Подставляем значение в формулу (88):

$$R_c = 31,57 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{22008}} + \frac{1}{7336 + 30 \cdot 5} \right) = 0,089 \text{ Ом};$$

Определяем импульсные коэффициенты по формуле:

$$a_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{э} + 320) \cdot (I_{м} + 45)}}, \quad (93)$$

$$a_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{22008}}{(31,57 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,455;$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{и} = R_{с} \cdot a_{и}, \quad (94)$$

$$R_{и} = 0,089 \cdot 2,455 = 0,218 \text{ Ом};$$

$$0,218 < 0,5,$$

Согласно ПУЭ импульсное сопротивление $R_{и} < 0,5$, соответственно, делаем вывод, что заземлитель подобран правильно.

7.3 Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ

Определение грозоупорности открытого распределительного устройства направлено на расчет вероятности возникновения опасных перенапряжений, вызванных грозовыми воздействиями. Для подстанций напряжением 110 кВ установлены следующие нормативные критерии надежности:

1) При прямых ударах молнии в ОРУ:

- Минимальная допустимая повторяемость — 1 раз в 1000 лет.

2) При ударах молнии в подходящие линии (с набеганием волн перенапряжений):

- Допустимая повторяемость — 1 раз в 400–600 лет.

Ключевым фактором, влияющим на эти показатели, является интенсивность грозовой деятельности в районе расположения подстанции.

Прямые удары молнии требуют более редкой повторяемости (1000 лет), так как несут максимальную опасность для оборудования. Набегающие волны возникают чаще (400–600 лет), но их энергия частично гасится защитными устройствами (ОПН, разрядниками). Грозовая активность определяется по картам РД 34.21.122-87 и влияет на выбор параметров молниезащиты.

Данный анализ позволяет спроектировать защитные меры, обеспечивающие безопасную эксплуатацию ОРУ в условиях грозовой

деятельности.

Ожидаемое число лет безаварийной работы подстанции определяется по формуле:

$$M = \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3}, \quad (95)$$

где β_1 – коэффициент вероятности прорыва молнии в зону защиты молниеотвода (зона защиты А с надежностью 0,995);

β_2 – коэффициент вероятности отключения подстанции из-за перекрытия с молниеотвода на ошиновку при протекании тока молнии через молниеотвод при прямом ударе молнии в молниеотвод;

β_3 – коэффициент вероятности отключения подстанции из-за набегающих с ЛЭП волн грозовых перенапряжений, принимаем равным 0.

Определяем вероятность прорыва молнии в зону защиты:

$$\beta_1 = N_{\text{уд}} \cdot P_{\text{прор}}, \quad (96)$$

где $N_{\text{уд}}$ – число ударов молнии в год, исходя из расчета выше, $N_{\text{уд}} = 0,025$;

$$P_{\text{прор}} = 0,005.$$

$$\beta_1 = 0,025 \cdot 0,005 = 0,00013.$$

Вероятность отключения подстанции:

$$\beta_2 = N_{\text{уд}} \cdot P_{\text{откл}}, \quad (97)$$

где $P_{\text{откл}}$ – вероятность отключения подстанции.

$$P_{\text{откл}} = P_{\text{пер}} \cdot P_{\text{кз}}, \quad (98)$$

где $P_{\text{кз}}$ – вероятность того, что возникшее перекрытие перейдет в устойчивое КЗ $P_{\text{кз}} = 0,7$.

$$P_{\text{пер}} = e^{\frac{-I_{\text{м}}}{h}}, \quad (99)$$

где $I_{\text{м}}$ – критический ток молнии.

$$I_{\text{м}} = \frac{U_{50\%}}{Z_{\text{и}} \cdot \delta \cdot h_{\text{х}}}, \quad (100)$$

где $U_{50\%}$ – импульсное разрядное напряжение для гирлянды изоляторов;

$$\delta = 0,15;$$

$h_{\text{х}}$ – высота линейного портала.

$$U_{50\%} = E_{\text{ср.р}} \cdot h_{\text{и}} \cdot n_{\text{и}}, \quad (101)$$

где $E_{\text{ср.р}}$ – средняя разрядная напряженность, $E_{\text{ср.р}} = 5 \text{ кВ/см}$;

$h_{\text{и}}$ – высота одного изолятора;

$n_{\text{и}}$ – количество изоляторов в гирлянде.

$$U_{50\%} = 5 \cdot 29 \cdot 6 = 870 \text{ кВ.}$$

$$I_{\text{м}} = \frac{870}{1,8 \cdot 0,15 \cdot 17,5} = 184 \text{ кА.}$$

$$P_{\text{пер}} = e^{\frac{-184}{30}} = 0,002169.$$

$$P_{\text{откл}} = 0,002169 \cdot 0,7 = 0,00152.$$

$$\beta_2 = 0,025 \cdot 0,00152 = 0,000038.$$

$$M = \frac{1}{0,00013 + 0,000038 + 0} = 595,238 \text{ года}$$

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

В процессе реконструкции подстанции Силикатная, необходимо определить затраты на текущую эксплуатацию оборудования, затраты при плановых ремонтных работах и на регулярное техническое обслуживание оборудования подстанции. Необходимо произвести расчет потребляемой из сети электроэнергии.

Необходимо произвести комплексный анализ по капиталовложениям, то есть определить общие затраты на стоимость нового оборудования, произвести расчет эксплуатационных затрат, расчет стоимости потребляемой электроэнергии, а также определить срок окупаемости реконструируемого объекта.

8.1 Расчет капиталовложения

Капитальные вложения представляют собой финансовые ресурсы, направляемые на создание, обновление или развитие производственных мощностей. Они включают инвестиции в основные фонды и строительные проекты, такие как модернизация, расширение или реконструкция промышленных объектов.

Классификация капитальных вложений по производственным направлениям включает следующие категории:

- Новое строительство - создание объектов с нуля;
- Реконструктивные мероприятия - переустройство действующих производств с техническим перевооружением;
- Производственное расширение - увеличение мощностей существующих предприятий;
- Техническая модернизация - обновление парка оборудования.

Данные инвестиционные направления позволяют систематизировать процесс финансирования производственного развития и оптимизировать распределение ресурсов для различных видов хозяйственной деятельности. Каждая категория вложений имеет специфические особенности реализации и

требует индивидуального подхода при планировании и осуществлении.

Чтобы определить общую величину капитальных затрат на оборудование, необходимо знать стоимость самого оборудования, не включая затраты на доставку и установку.

Таблица 30 – Стоимость электрооборудования при реконструкции подстанции
Силикатная 110/35/10 кВ

№	Тип оборудования	Количество единиц оборудования, шт	Цена одной единицы, руб	Суммарная стоимость, руб
1	2	3	4	5
1	Выключатель ВГТ-110	4	1800000	7200000
2	Выключатель ВВН-СЭЩ-35	4	125000	500000
3	Выключатель ВВУ-СЭЩ-10	17	145000	2465000
4	Разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1	12	500000	6000000
5	Разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1	12	70000	840000
6	Трансформатор напряжения ЗНГА-110	2	250000	500000
7	Трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ-35-IV	2	180000	360000
8	Трансформатор напряжения НОЛ-СЭЩ-10	2	19390	38780
9	Трансформатор тока ТРГ-110	2	450000	900000
10	Трансформатор тока ТРГ-35	4	300000	1200000
11	Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10	12	80000	960000

1	2	3	4	5
12	Ограничитель перенапряжения ОПНн-110/680/100/10-IV УХЛ1	2	90000	180000
13	Ограничитель перенапряжения ОПНн-35/680/40,5/10-III УХЛ1	2	42000	84000
14	Ограничитель перенапряжения ОПНн-10/680/12,8/10-IV УХЛ1	4	10000	40000
15	Устройство Сириус-3Т	2	127788	255600
16	ОПУ	1	6300000	6300000
Итого				27820000
Стоимость проектирования подстанции с учетом сопутствующих затрат 22%				33940400

8.2 Расчет эксплуатационных затрат

Амортизационные отчисления представляют собой ежегодные расходы на компенсацию износа основных фондов подстанции. Эти затраты включаются в себестоимость эксплуатации и рассчитываются на весь срок службы объекта.

Определяются амортизационные отчисления по формуле:

$$A_{\text{год}} = \frac{\Phi_{\text{пер}} \cdot H_a}{100}, \quad (102)$$

где H_a – норма амортизационных отчислений, которая составляет 4%.

Для расчета амортизационных отчислений необходимо определить первоначальную балансовую стоимость, которая складывается из:

- 1) Затраты на оборудование, тыс.р.;
- 2) Транспортные расходы, 10%;
- 3) Складские расходы, 2%;
- 4) Затраты на создание фундаментов, 3%;
- 5) Монтаж, 8%.

С учетом этого необходимо рассчитать балансовую стоимость каждой позиции из таблицы 27.

Результаты расчета балансовой стоимости приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Расчет первоначальной балансовой стоимости

№	Тип оборудования	Первоначальная балансовая стоимость
1	Выключатель ВГТ-110	8856000
2	Выключатель ВВН-СЭЩ-35	615000
3	Выключатель ВВУ-СЭЩ-10	3032000
4	Разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1	7380000
5	Разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1	1033000
6	ТН ЗНГА-110	615000
7	ТН НОЛ-СЭЩ-35-IV	442800
8	ТН НОМ-СЭЩ-10	47700
9	ТТ ТРГ-110	1107000
10	ТТ ТРГ-35	1476000
11	ТТ ТОЛ-СЭЩ-10	1181000
12	Ограничитель перенапряжения ОПНн-110/680/100/10-IV УХЛ1	221400
13	Ограничитель перенапряжения ОПНн-35/680/40,5/10-III УХЛ1	103300
14	Ограничитель перенапряжения ОПНн-10/680/12,8/10-IV УХЛ1	49200
15	Устройство Сириус-3Т	314400
16	ОПУ	7749000
Итого		34220000

Следующим шагом необходимо рассчитать амортизационные отчисления, которые складываются из первичной балансовой стоимости и нормы амортизации, которая составляет 4% от балансовой стоимости.

Результаты расчета представлены в таблице в таблице 32.

Таблица 32 – Расчет амортизационных отчислений

№	Тип оборудования	Первоначальная балансовая стоимость	Амортизационные отчисления
1	Выключатель ВГТ-110	8856000	354200
2	Выключатель ВВН-СЭЩ-35	615000	24600
3	Выключатель ВВУ-СЭЩ-10	3032000	121300
4	Разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1	7380000	295200
5	Разъединитель РГ-35/1000 УХЛ1	1033000	41330
6	ТН ЗНГА-110	615000	24600
7	ТН НОЛ-СЭЩ-35-IV	442800	17710
8	ТН НОМ-СЭЩ-10	47700	1908
9	ТТ ТРГ-110	1107000	44280
10	ТТ ТРГ-35	1476000	59040
11	ТТ ТОЛ-СЭЩ-10	1181000	47230
12	Ограничитель перенапряжения ОПН-110/680/100/10-IV УХЛ1	221400	8856
13	Ограничитель перенапряжения ОПН-35/680/40,5/10-III УХЛ1	103300	4133
14	Ограничитель перенапряжения ОПН-10/680/12,8/10-IV УХЛ1	49200	1968
15	Устройство Сириус-3Т	314400	12570
16	ОПУ	7749000	310000
Итого		34220000	1369000

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

При проектировании и реконструкции объектов энергетической инфраструктуры и её составляющих важным требованием является соблюдение настоящих правил, требований, инструкций техники безопасности при эксплуатации объектов.

При эксплуатации электроустановок необходимо соблюдать требования, предъявляемые к ним. Пренебрежение ими, с точки зрения безопасности, может привести к технологическим авариям, которые повлекут за собой высокие материальные убытки, а также вред окружающей среде и гибели людей. Большинство электроустановок являются уязвимыми к взрыво- и пожаробезопасности в связи с их конструктивным исполнением, поэтому важной задачей является правильная эксплуатация их.

Эксплуатация подстанции Силикатная, имеющей номинальное напряжение 110/35/10 кВ, сопряжена с рядом опасных факторов, влияющих на здоровье и жизнь сотрудников. Опасные факторы при эксплуатации подстанций:

1. Риск поражения электрическим током. Наиболее распространенным фактором риска является поражение электротоком при соприкосновении с токопроводящими элементами установки. Уровень опасности определяется продолжительностью воздействия электричества, характеристиками тока (род и частота), а также индивидуальными особенностями организма работника.

2. Воздействие электромагнитных полей. Электромагнитные поля, образующиеся вокруг проводников под напряжением, негативно влияют на организм человека, особенно при длительном воздействии. Они способны вызвать сбои в функционировании нервной, сердечно-сосудистой, иммунной и эндокринной систем, провоцируя головные боли, повышенную утомляемость и другие симптомы.

3. Опасность высотных работ. Ремонт, обслуживание и осмотр оборудования часто связаны с выполнением работ на высоте, которые являются

наиболее травматичными видами деятельности. Подобные операции требуют специальной подготовки, наличия удостоверяющих документов и обязательного соблюдения требований охраны труда, включая использование страховочных приспособлений и защитных устройств.

4. Механическая опасность. Использование грузоподъемных механизмов (например, кран-балок) связано с риском травмирования персонала. Во избежание несчастных случаев необходимо неукоснительно следовать требованиям правил технической безопасности, используя соответствующие средства индивидуальной защиты (СИЗ).

5. Опасность коммутационных операций. Проведение переключений и оперативных действий на оборудовании высокого напряжения несет риск удара электрическим током или повреждения аппаратуры. Несоблюдение установленной процедуры коммутации может привести к серьезным авариям и поражению обслуживающего персонала.

6. Токсичность выделяемых веществ. Оборудование подстанции зачастую заполнено жидкими и газообразными веществами (масла, газы), попадание которых в атмосферу может представлять угрозу здоровью работников. Утечка таких веществ способна вызвать интоксикацию, ухудшение самочувствия вплоть до серьезных последствий для здоровья.

7. Взрывопожарная опасность. Электрические сети, работающие под высоким напряжением, представляют потенциальную опасность взрыва или пожара. Использование горючих материалов и жидкостей требует строгого контроля за их хранением и эксплуатацией. Незащищенное оборудование, искрение контактов или неправильная эксплуатация могут спровоцировать возникновение пожаров и взрывов.

Для предотвращения негативного влияния перечисленных факторов на работников необходимо внедрить комплекс защитных мероприятий, включающий:

1. Электробезопасность оборудования – монтаж заземляющего контура, защитного заземления и зануления в соответствии с нормативными

требованиями.

2. Соблюдение безопасных расстояний – контроль за дистанцией между персоналом и токоведущими частями во избежание поражения электрическим током.

3. Уравнивание и выравнивание потенциалов – минимизация разности напряжений на металлических конструкциях и оборудовании.

4. Изолированные зоны – организация специальных помещений, площадок и рабочих зон с повышенной электроизоляцией.

5. Средства защиты – применение исправных и своевременно проверенных СИЗ (средств индивидуальной защиты) и СКЗ (средств коллективной защиты), соответствующих характеру выполняемых работ.

6. Строгое соблюдение ТБ – выполнение требований инструкций, правил безопасности и регулярных инструктажей при:

- перемещении по территории подстанции,
- проведении работ в электроустановках или вблизи них.

7. Визуальные и звуковые предупреждения – использование сигнальных плакатов, маркировки, световой и звуковой сигнализации для предотвращения аварийных ситуаций.

8. Защита от электромагнитных полей – применение сертифицированных экранирующих костюмов при длительном нахождении в зоне действия сильных полей.

9. Квалификация персонала – допуск к работам только обученных и аттестованных специалистов с подтверждённым уровнем подготовки.

10. Регулярные инструктажи – проведение вводного, первичного, повторного и целевого инструктажей по электробезопасности.

11. Организационно-технические меры – разработка и выполнение мероприятий, направленных на снижение рисков (допуск к работам, надзор, оформление нарядов-допусков и т. д.).

12. Использование исправного инструмента, прошедшего проверку, имеющего изолирующие рукоятки;

13. Пожарная и взрывобезопасность – соблюдение требований ПУЭ (Правил устройства электроустановок) для предотвращения возгораний и взрывов.

Для отбора проб масла расстояние от пола или уровня земли до крана трансформатора или устройства должно быть не менее 0,2 м, или должна быть предусмотрена соответствующая яма [24].

Основным средством защиты на территории ОРУ является периметровое ограждение, которое должно полностью охватывать опасную зону, включая:

1. оборудование ОРУ-110 кВ;
2. оборудование ОРУ-35 кВ;
3. силовые трансформаторы;
4. закрытые распределительные устройства (ЗРУ) 10 кВ.

Требования к ограждению и предупредительным знакам:

1. Конструкция ограждения должна исключать несанкционированный доступ посторонних лиц и обеспечивать безопасность персонала;

2. Предупредительные таблички размещаются на ограждении в хорошо видимых местах и содержат следующие надписи:

«НЕ ВЛЕЗАЙ! Убьет» – для предотвращения попыток проникновения;

«СТОЙ! Напряжение» – предупреждение о наличии высокого напряжения;

«СТОЙ! Опасная зона», «ОСТОРОЖНО! ОПАСНАЯ ЗОНА» – обозначение границ опасной территории.

В качестве дополнительных мер безопасности можно использовать:

1. Использование сигнальной окраски (например, чередующиеся желто-черные полосы) для повышения видимости ограждения;

2. Установка освещения в темное время суток для лучшего восприятия предупреждающих знаков;

3. Применение дополнительных средств защиты, таких как:

- звуковая сигнализация при приближении к опасной зоне;

- видеонаблюдение для контроля несанкционированного доступа.

Ограждение территории подстанции должно находиться на допустимом

расстоянии до токоведущих частей, а также должен быть обеспечен безопасный подъезд транспорта к электроустановкам в случае необходимости с соблюдением всех требований.

9.2 Экологичность

Для локализации возможных разливов масла и предотвращения распространения пожара при авариях маслonaполненного оборудования (трансформаторов, реакторов) с объемом масла свыше 1 тонны на единицу, в соответствии с требованиями ПУЭ п. 4.2.69 (7 изд.), необходимо предусмотреть следующие защитные сооружения:

1. Конструктивные требования к маслоприемникам.

Габаритные размеры должны превышать размеры оборудования:

- 1) +0,6 м для аппаратов до 2 т масла;
- 2) +1,0 м для 2-10 т;
- 3) +1,5 м для 10-50 т;
- 4) +2,0 м для свыше 50т.

Допускается уменьшение на 0,5 м со стороны примыкающих стен/перегородок, расположенных ближе 2 м.

2. Требования к емкости систем.

1) Объем маслоприемника с отводом должен вмещать 100% масла из наибольшего по объему аппарата;

2) Маслосборники закрытого типа должны содержать:

- Полный объем масла от самого крупного аппарата;
- 80% от расчетного объема воды на пожаротушение (с 30-минутным запасом).

3. Особенности конструкции.

1) Гидроизоляция:

- Исключение перетока жидкостей между резервуарами;
- Защита от проникновения в кабельные и подземные коммуникации.

2) Защита от внешних факторов:

- Предотвращение засорения (снег, лед, мусор);

- Противопожарная защита конструкции.

3) Варианты исполнения:

- Для аппаратов до 20 т допускаются маслоприемники без отвода;
- Возможно как заглубленное, так и наземное исполнение (на уровне планировки).

4. Специальные требования.

1) Для надземного монтажа (на перекрытиях зданий):

- Обязательное устройство маслоотводов;
- Расчет на дополнительную нагрузку от возможного разлива.

2) Параметры отвода:

- Обеспечение удаления 50% масла и 100% воды в течение 15 минут;
- Отвод на безопасное расстояние от оборудования и сооружений.

5. Дополнительные меры безопасности.

- Установка автоматических систем контроля уровня масла;
- Оснащение датчиками утечки масла;
- Регулярная очистка и техническое обслуживание систем;
- Проведение гидравлических испытаний перед вводом в эксплуатацию.

Если на открытом распределительном устройстве (ОРУ) установлен маслonaполненный силовой трансформатор и масса трансформаторного масла в нем масла более 1 т и меньше 20 тонн, то в соответствии с п. 4.2.69 «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ – 7-я редакция) маслоприемник допускается выполнять без отвода масла [23].

Для объектов, где предусмотрены маслоприемники без стационарной системы отвода масла, должны быть реализованы следующие технические решения:

1. Организация удаления жидкостей:

1) Обязательное оснащение передвижными насосными установками;

2) Использование специализированного оборудования для откачки:

- Маслосборные машины;
- Вакуумные насосы;

- Другие мобильные средства пожаротушения.

2. Контрольные устройства:

1) Установка простейших индикаторных систем для оперативного определения наличия жидкости:

- Смотровые окна с уровнемерами;
- Поплавковые датчики;
- Контрольные дренажные отверстия.

3. Дополнительные требования:

1) Разработка регламента проверок состояния маслоприемника (не реже 1 раза в месяц);

2) Обеспечение свободного доступа к контрольным устройствам;

3) Наличие соответствующей маркировки контрольных элементов.

4. Рекомендации по модернизации:

1) Установка автоматизированных систем контроля уровня жидкости;

2) Оснащение световой/звуковой сигнализацией при заполнении;

3) Применение герметичных крышек для предотвращения испарений.

Для того, чтобы приступить к расчету, необходимо знать габариты трансформатора и массу масла. Габариты и масса масла представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Характеристики трансформатора ТДТН-10000/110

Длина А, м	Ширина Б, м	Высота Н, м	Масса масла М, т
5,95	3,42	5,27	13,73

Необходимо определить длину маслоприемника по следующей формуле:

$$A_{\text{мп}} = A_{\text{т}} + 2\Delta \quad (103)$$

где $A_{\text{т}}$ – длина трансформатора, м;

Δ – величина выступа габаритов маслоприемника за габариты трансформатора, определенная в ПУЭ (для трансформаторов с массой масла от

10 до 50 т принимается равным 1,5 м).

Ширина маслоприемника определяется по формуле:

$$B_{мп} = B_T + 2\Delta \quad (104)$$

где B_T – длина трансформатора, м.

Подставляем значения в формулы (103) и (104):

$$A_{мп} = 5,95 + 2 \cdot 1,5 = 8,95 \text{ м};$$

$$B_{мп} = 3,42 + 2 \cdot 1,5 = 6,42 \text{ м};$$

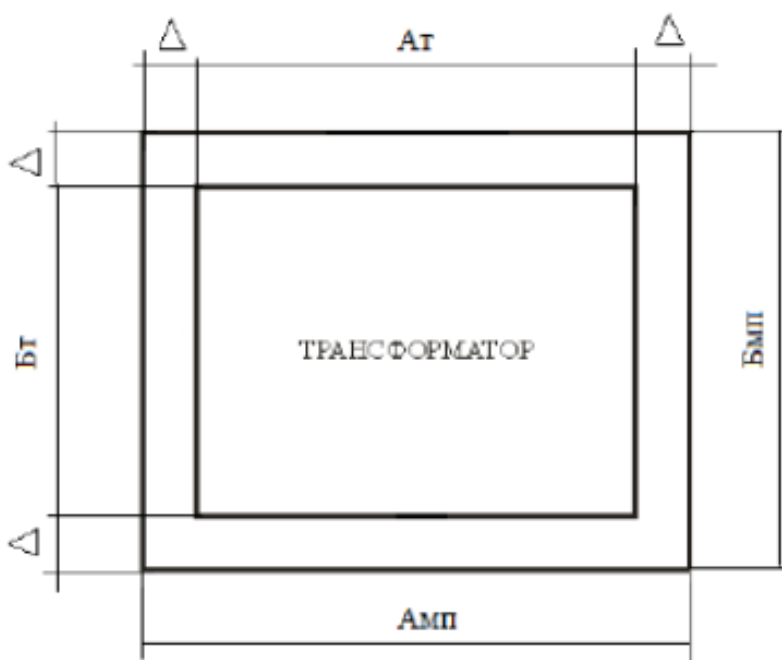


Рисунок 9 – Габариты маслоприемника

Площадь маслоприемника определяется по формуле:

$$S_{мп} = A_{мп} \cdot B_{мп} \quad (105)$$

Исходя из формулы (105) получаем значение площади маслоприемника, равное:

$$S_{мп} = 8,95 \cdot 6,42 = 57,46 \text{ м}^2$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_M = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}} \quad (106)$$

где M_{TM} – масса трансформаторного масла, кг;

ρ_{TM} – плотность трансформаторного масла, кг/м³ (значение плотности принимаем равным $\rho_{TM} = 890 \text{ кг/м}^3$).

Подставляем значения в формулу (106):

$$V_M = \frac{13730}{890} = 15,43 \text{ м}^3;$$

Высоту слоя масла определяем по следующей формуле:

$$h_M = \frac{V_M}{A_{МП} \cdot B_{МП}} \quad (107)$$

$$h_M = \frac{15,43}{8,95 \cdot 6,42} = 0,269 \text{ м};$$

Необходимо определить объем воды, которая необходима для тушения трансформатора:

$$V_B = K_{\Pi} \cdot t \cdot (A_{МП} \cdot B_{МП} + S_{бП}) \quad (108)$$

где K_{Π} – коэффициент интенсивности пожаротушения, принимаем равным $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^2\text{с}$;

t – время пожаротушения, принимаем равным $t=1800 \text{ с}$;

$S_{бП}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м^2 .

Площадь боковых поверхностей определяется по следующей формуле:

$$S_{бП} = 2 \cdot (A_T + B_T) \cdot H_T \quad (109)$$

$$S_{бП} = 2 \cdot (5,95 + 3,42) \cdot 5,27 = 98,76 \text{ м}^2;$$

Подставляем все известные значения в формулу (108) для расчета объема воды:

$$V_B = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (8,95 \cdot 6,42 + 98,76) = 56,24 \text{ м}^3;$$

Определяем глубину маслоприемника под воду, м:

$$h_B = 0,8 \cdot \frac{V_B}{A_{МП} \cdot B_{МП}} \quad (110)$$

$$h_B = 0,8 \cdot \frac{56,24}{8,95 \cdot 6,42} = 0,783 \text{ м};$$

Завершающим этапом необходимо определить глубину маслоприемника по формуле:

$$h_{МП} = \frac{V_M}{S_{МП}} + \frac{V_B}{S_{МП}} + h_B + h_{Гр} \quad (111)$$

где V_M – объем трансформаторного масла;

$S_{МП}$ – площадь маслоприемника;

V_B – объем воды, который необходим для тушения трансформатора;

$h_{\text{в}}$ – высота воздушного зазора между сеткой и смесью воды и трансформаторного масла (не менее 0,05 м);

$h_{\text{гр}}$ – толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м).

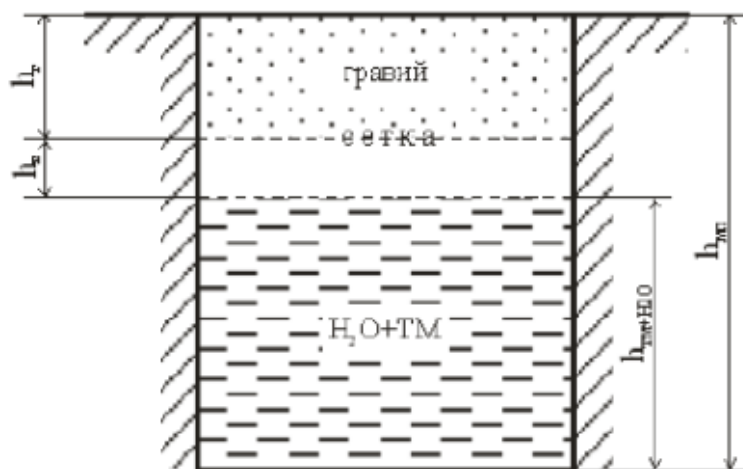


Рисунок 10 – Конструкция маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды (эскиз)

$$h_{\text{мп}} = \frac{15,43}{57,46} + 0,8 \cdot \frac{56,24}{57,46} + 0,05 + 0,25 = 1,352 \text{ м.}$$

Стоит учитывать, что рассчитанный выше маслоприемник при неправильной его эксплуатации может стать причиной возникновения ЧС.

9.3 Чрезвычайные ситуации

Энергетические подстанции – ключевые узлы электрических сетей, обеспечивающие преобразование и распределение электроэнергии. Их безопасная эксплуатация критически важна для бесперебойного энергоснабжения потребителей. Однако на подстанциях возможны чрезвычайные ситуации (ЧС), приводящие к авариям, пожарам, экологическому ущербу и угрозе жизни людей.

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы и значительный материальный и/или экологический ущерб [25].

Зачастую, источником опасности является человек, природа, группа

людей, техника, техносфера, а также компоненты, входящие в нее.

На подстанции Силикатная напряжением 110/35/10 кВ в Амурской области могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации техногенного характера:

1. Аварии в электроустановках:

- Короткое замыкание с разрушением выключателей, трансформаторов и иного оборудования на подстанции;
- Повреждение силовых трансформаторов, то есть взрыв, возгорание, утечка масла ;
- Отказ таких коммутационных аппаратов, как выключатели, разъединители ;
- Повреждение кабельных линий в виде пробоя изоляции, перегрева;
- Разрушение опор из-за коррозии, обледенения или механических повреждений;
- Отказ релейной защиты и автоматики.

2. Пожары и взрывы:

- Возгорание трансформаторного масла вследствие короткого замыкания, перегрузки или утечки масла ;
- При нарушении режима заряда аккумуляторных батарей может произойти взрыв АКБ;
- Вследствие дуговых разрядов может произойти пожар в комплектных распределительных устройствах;
- Взрывы газовых выключателей.

Важно понимать, что на подстанции в случае возникновения пожара следует использовать порошковые, углекислотные огнетушители, а также песок или асбестовое волокно для его ликвидации. Водой тушить можно только распыленной струей с заземленным наконечником на пожарном рукаве и при условии, что с электрооборудования снято напряжение.

3. Разрушение инфраструктуры:

- Несмотря на то, что любая конструкция имеет свой запас прочности,

возможно обрушение этих конструкций, например, порталов, вследствие износа, физического устаревания или экстремальных нагрузок;

- Затопление подстанции.

На подстанции Силикатная напряжением 110/35/10 кВ в Амурской области могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации природного характера:

1. Природные ЧС. Данный вид чрезвычайных ситуаций напрямую связан с климатом региона, в котором находится рассматриваемая подстанция. С учетом климата Амурской области и географического положения возможны следующие природные ЧС:

- Ураганы и шквалистые ветры, вследствие чего возможен обрыв проводов, падения деревьев, технологические нарушения в сетях;

- Грозовые перенапряжения. Может произойти пробой изоляции, выход из строя оборудования;

- Сильные снегопады и обледенение. В связи с большими снежными осадками линии электропередач, изоляторы могут не выдержать тяжести и произойдет обрыв проводов и повреждение изоляторов.;

- Наводнения, которые характерны для регионов с муссонными дождями и находящимися населенными пунктами в непосредственной близости к рекам, морям и др. Вследствие наводнения происходит подтопление оборудования, коррозия заземляющих устройств, открытых частей электроустановок;

- Лесные пожары (задымление, перегрев оборудования).

На подстанции Силикатная напряжением 110/35/10 кВ в Амурской области могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации антропогенного характера:

1. Антропогенные угрозы:

- Диверсии, вандализм (умышленное повреждение оборудования);

- Ошибки персонала, в связи с низкой квалификацией или халатностью (неправильные переключения, нарушения ТБ);

- Кражи оборудования (кабеля, заземлений, элементов заграждений);

- Атака беспилотников на объекты энергетической инфраструктуры.

Все вышеперечисленные ЧС негативно влияют на энергетический объект, в связи с которыми возникают следующие последствия чрезвычайных ситуаций:

- Отключение потребителей (в том числе критически важных объектов);
- Экологический ущерб (разлив трансформаторного масла, загрязнение почвы);
- Травмы и гибель персонала;
- Длительный простой и убытки.

Выделим ряд рекомендаций по предотвращению ЧС на подстанции Силикатная:

- Регулярные осмотры и диагностика оборудования. Необходимо производить плановый тепловизионный контроль нагрева электрооборудования, измерять сопротивление изоляции;
- Модернизация оборудования;
- Внедрение автоматизированных систем мониторинга;
- Противопожарные меры. Установка маслоприемников, автоматических систем пожаротушения, а также установка пожарного щита, для устранения мелких возгораний, возможных в процессе эксплуатации объекта;
- Подготовка квалифицированного персонала, а также проведение регулярных тренировок по действиям при авариях различных видов. Помимо тренировок каждый сотрудник должен знать конкретное расположение средств пожаротушения, стационарных телефонов, мест эвакуации, а также обладать навыками оказания первой медицинской помощи;
- Защита от природных угроз (укрепление конструкций, дренажные системы).

В целом, подстанция Силикатная требует особого внимания из-за сурового климата Амурской области и рисков природных ЧС. Регулярный мониторинг и профилактика помогут снизить вероятность аварий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной выпускной квалификационной работы на тему «Реконструкция подстанции Силикатная напряжением 110/35/10 кВ в Амурской области» были проведены все необходимые расчеты, связанные с реконструкцией.

Основанием для реконструкции подстанции было окончание нормативного срока службы оборудования, находящегося на ней, и ресурса по механической и коммутационной стойкости, а также уход от частично имеющегося маслонаполненного оборудования.

Также был выбран наиболее оптимальный вариант реконструкции открытого распределительного устройства 110 кВ, который является более надежным и экономически выгодным в эксплуатации.

В процессе работы были рассчитаны все виды токов короткого замыкания, по результатам которых было выбрано новое оборудование для подстанции Силикатная с учетом климатогеографических условий установки, а также была рассчитана дифференциальная защита трансформатора на базе микропроцессорного устройства «Сириус-3Т».

Для защиты изоляции установленного оборудования от грозовых перенапряжений был произведен расчет молниезащиты подстанции Силикатная и выполнена проверка путем расчета грозоупорности.

В заключении данной ВКР были рассмотрены обеспечения безопасности, экологичности и защиты от чрезвычайных ситуаций.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. М.91 Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.

2 ГОСТ Р 52565-2006

3 ЗАО «ЗЭТО» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://zeto.ru/vgt-1/> - 25.03.2025.

4 ЗАО «ЗЭТО» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://zeto.ru/vtb-110-u1-uhl1-vyklyuchatel-elegazovyy-bakovyy/> - 25.03.2025.

5 Электроаппараты [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.electroshield.ru/upload/iblock/b22/Katalog-Elektroapparaty.pdf?ysclid=m8pl7vk2r260009355> – 25.03.2025.

6 Электрощит Самара [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/7ed/TI_093_2010_versiya_1.15.pdf - 25.03.2025.

7 ЗАО «ЗЭТО» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://zeto.ru/rg-110-kv/?ysclid=m8wo3bggyz147574221> – 25.03.2025.

8 Электроаппарат [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://elektroapparat.ru/products/current-transformers/znga-110/?utm_source=energybase – 25.03.2025.

9 Измерительные трансформаторы напряжения и тока [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/> - 25.03.2025.

10 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf

11 Электромаш. Высоковольтная аппаратура [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://electromash.nt-rt.ru/images/manuals/TRG-35.pdf> - 25.03.2025.

12 Полимер-Аппарат. Каталог [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.polymer-apparat.ru/catalog/1.html> - 25.03.2025.

13 eepir.ru [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://eepir.ru/wp-content/uploads/article_symlinks/article668554718d8a45.38466237 - 25.03.2025.

14 Аккумуляторы свинцово-кислотные стационарные [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://gk-kaz.ru/xelite/wp-content/uploads/2020/12/Tekhnicheskie-harakteristiki-akkumulyatorov-BP.pdf> - 25.03.2025.

15 РД 34.51.101-90. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. – М: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

16 Каталог продукции ООО «ЮИК» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.uik.ru/productions/> - 25.03.2025.

17 СТО 56947007 – 33.060.40.125-2012. Общие технические требования к устройствам обработки и присоединения каналов ВЧ связи по ВЛ 35-750 кВ : стандарт организации. – М. : Изд-во ПАО «ФСК ЕЭС», 2012. – 65 с.

18 Высокочастотный заградитель [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://eisystem.ru/products/hf/hfefq/hf/> - 25.03.2025.

19 Расчет и выбор оборудования районных трансформаторных подстанций: учебное пособие / И.В.Наумов, Т.Б.Лещинская, Д.А.Иванов – Иркутск: Иркутск. гос. сельхоз. акад., 2012. – 95 с.

20 Козлов А.Н., Козлов В.А., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: учебное пособие / 3-е изд., испр. и доп. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 158с.

21 РД 153-34.0-35.518-2001. Инструкция по эксплуатации газовой защиты. – М: Изд-во СПО ОРГРЭС, 2001.

20 Охрана окружающей среды в электроэнергетике: учебное пособие / А.Б. Булгаков – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2020. – 89 с.

23 Правила устройства электроустановок. – М.: НЦ ЭНАС, 2003.

24 Безопасность жизнедеятельности. Модуль «Теоретические основы безопасности жизнедеятельности»: учебное пособие / сост. : А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. – 82 с.

25 Постановление Правительства Российской Федерации от 21 мая 2007 г. N 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

26 СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению без-опасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

27 Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие /А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 627 с.

28 Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008.

29 Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2015. – 191 с.
http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf

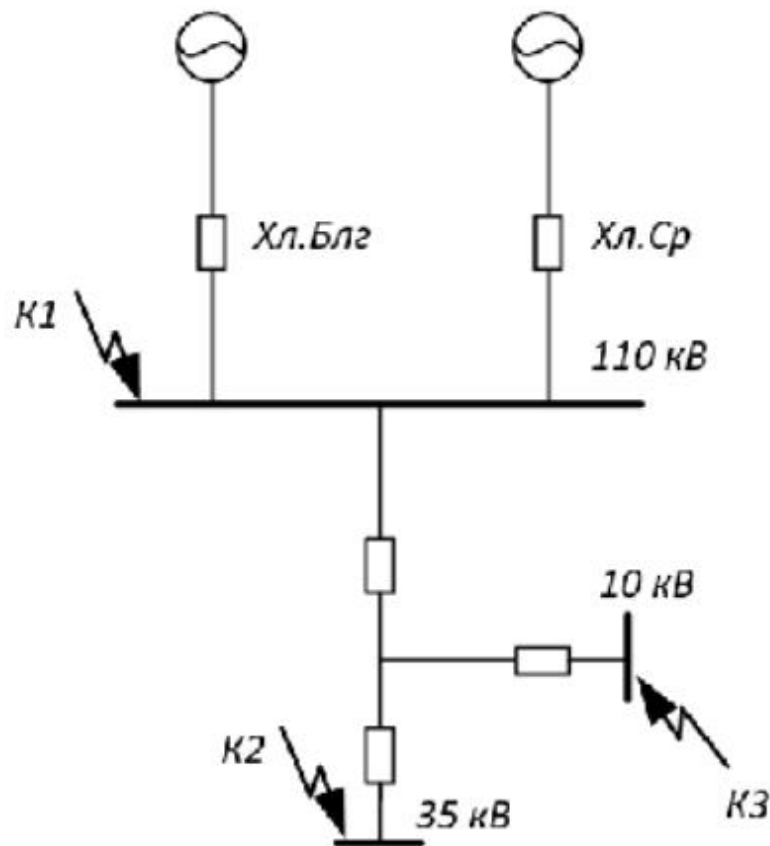
30 Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 168 с
Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7735.pdf

31 Техника высоких напряжений [Электронный ресурс] : метод. указания к практическим занятиям / АмГУ, Эн. ф ; сост.: Н. В. Савина, П. П. Проценко. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 106 с.
http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7364.pdf

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет токов короткого замыкания

ПС Благовещенская Среднебелая



$$U_{Б.110} := 115 \text{ кВ}$$

$$I_{КЗ110_1} := 4.361 \text{ кА}$$

$$I_{КЗ110_2} := 3.496 \text{ кА}$$

$$S_{НОМ} := 10 \text{ МВА}$$

$$S_B := 1000 \text{ МВА}$$

$$U_{КЗ.ВС} := 10.5 \text{ \%}$$

$$U_{КЗ.ВН} := 17.5 \text{ \%}$$

$$U_{КЗ.СН} := 6.5 \text{ \%}$$

$$U_{Б.35} := 38.5 \text{ кВ}$$

$$U_{Б.10} := 10.5 \text{ кВ}$$

$$X_0 := 0.4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$l_{Блг} := 28.1 \text{ км}$$

$$l_{Ср} := 28.017 + 11.346 = 39.363 \text{ км}$$

Базисный ток ступени К3:

$$I_{Б1} := \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б.110}} = 5.02 \text{ кА}$$

$$I_{Б2} := \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б.35}} = 14.996 \text{ кА}$$

$$I_{Б3} := \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б.10}} = 54.986 \text{ кА}$$

Определяем сопротивление системы:

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$X_{C.Блг} := \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{K3110_1} \cdot U_{Б.110}} = 1.151 \quad \text{oe}$$

$$X_{C.Ср} := \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{K3110_2} \cdot U_{Б.110}} = 1.436 \quad \text{oe}$$

Определяем сопротивление ВЛ:

$$X_{Л.Блг} := X_0 \cdot l_{Блг} \cdot \frac{S_B}{U_{Б.110}^2} = 0.85 \quad \text{oe}$$

$$X_{Л.Ср} := X_0 \cdot l_{Ср} \cdot \frac{S_B}{U_{Б.110}^2} = 1.191 \quad \text{oe}$$

Расчет сопротивлений силового трансформатора:

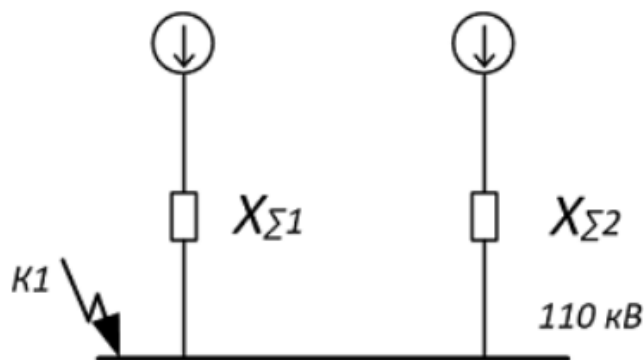
$$X_B := 0.5 \cdot \left(\frac{U_{K3.BC} + U_{K3.BH} - U_{K3.CH}}{100} \right) \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 10.75 \quad \text{oe}$$

$$X_C := 0.5 \cdot \left(\frac{U_{K3.BC} + U_{K3.CH} - U_{K3.BH}}{100} \right) \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = -0.25 \quad \text{oe}$$

$$X_H := 0.5 \cdot \left(\frac{U_{K3.CH} + U_{K3.BH} - U_{K3.BC}}{100} \right) \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = 6.75 \quad \text{oe}$$

Относительно точки К1:

ПС Благовещенская Среднебелая



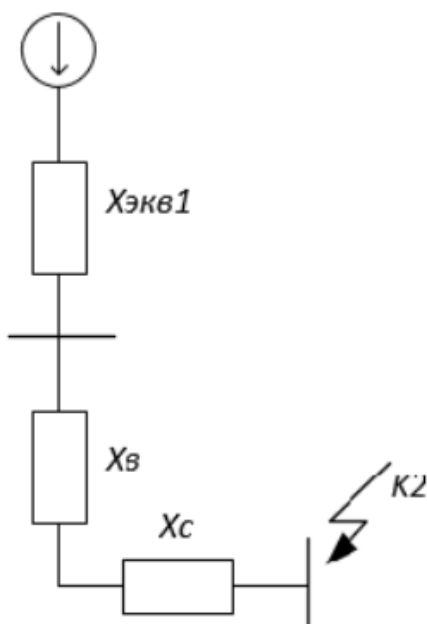
$$X_{сумм1} := X_{C.Блг} + X_{Л.Блг} = 2.001 \quad \text{oe}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$X_{\text{сумм2}} := X_{\text{C.Cp}} + X_{\text{л.Cp}} = 2.627 \quad \text{oe}$$

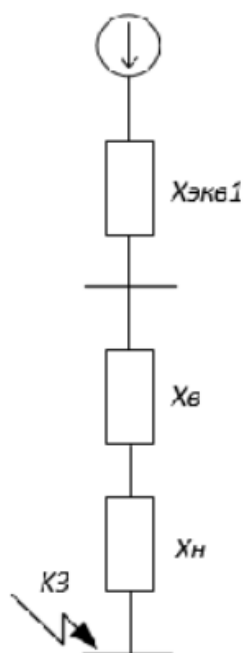
$$X_{\text{экв1}} := \frac{1}{\frac{1}{X_{\text{сумм1}}} + \frac{1}{X_{\text{сумм2}}}} = 1.136 \quad \text{oe}$$

Относительно точки К2:



$$X_{\text{экв2}} := X_{\text{экв1}} + X_{\text{в}} + X_{\text{с}} = 11.636 \quad \text{oe}$$

Относительно точки К3:



ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$X_{\text{ЭКВ3}} := X_{\text{ЭКВ1}} + X_B + X_H = 18.636 \quad \text{oe}$$

Начальная периодическая составляющая тока КЗ:

$$E_C := 1$$

$$I_{\text{ПОЗ}_110} := \frac{E_C}{X_{\text{ЭКВ1}}} \cdot I_{B1} = 4.42 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПОЗ}_35} := \frac{E_C}{X_{\text{ЭКВ2}}} \cdot I_{B2} = 1.289 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПОЗ}_10} := \frac{E_C}{X_{\text{ЭКВ3}}} \cdot I_{B3} = 2.951 \quad \text{кА}$$

Мгновенное амплитудное значение ударного тока:

$$K_{\text{уд}} := 1.6$$

$$i_{\text{уд1}} := \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ПОЗ}_110} = 10.002 \quad \text{кА}$$

$$i_{\text{уд2}} := \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ПОЗ}_35} = 2.916 \quad \text{кА}$$

$$i_{\text{уд3}} := \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ПОЗ}_10} = 6.676 \quad \text{кА}$$

Двухфазный ток КЗ:

$$I_{\text{ПО2}_110} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПОЗ}_110} = 3.828 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО2}_35} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПОЗ}_35} = 1.116 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{ПО2}_10} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПОЗ}_10} = 2.555 \quad \text{кА}$$

Ударный ток двухфазного тока КЗ:

$$i_{\text{уд1}} := \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ПО2}_110} = 8.662 \quad \text{кА}$$

$$i_{\text{уд2}} := \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ПО2}_35} = 2.526 \quad \text{кА}$$

$$i_{\text{уд3}} := \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ПО2}_10} = 5.782 \quad \text{кА}$$

Определение максимальных рабочих токов.

$$S_{\text{ном}} := 10000 \quad \text{МВА} \quad K_{\text{пер}} := 1.4$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$U_{\text{ном110}} := 110 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном35}} := 35 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ном10}} := 10 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{рабmaxBH}} := \frac{K_{\text{пер}} \cdot 2S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном110}}} = 146.962 \text{ А}$$

$$I_{\text{рабmaxCH}} := \frac{2S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном35}}} = 329.914 \text{ А}$$

$$I_{\text{рабmaxHH}} := \frac{2S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном10}}} = 1.155 \times 10^3 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет молниезащиты

$$\begin{aligned}
 A &:= 165 \text{ м} & h_x &:= 17.5 \text{ м} & h &:= 30 \text{ м} & L_{MM45} &:= 60 \text{ м} \\
 B &:= 128 \text{ м} & T_d &:= 60 & L_{MM12} &:= 59.856 \text{ м} & L_{MM56} &:= 59.527 \text{ м} \\
 n &:= 6.7 \cdot \frac{T_d}{100} = 4.02 & L_{MM23} &:= 60 \text{ м} & L_{MM16} &:= 35.981 \text{ м} \\
 n &:= 4 & L_{MM34} &:= 35.595 \text{ м} & R &:= 10 \\
 & & \pi &= 3.142
 \end{aligned}$$

Определяем ожидаемое количество поражений незащищенного объекта:

$$N := 0.06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6} = 0.025$$

Эффективная высота молниеотвода при его высоте h меньше 150 м:

$$h_{эф} := 0.85 \cdot h = 25.5$$

Радиус зоны защиты на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h)h = 31.2$$

Определяется радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_x := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) = 9.788$$

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами:

$$h_{cx12} := h_{эф} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{MM12} - h) = 20.156 \text{ м}$$

Определяем половину ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{c0} := r_0 = 31.2$$

$$r_{cx12} := r_{c0} \cdot \frac{h_{cx12} - h_x}{h_{cx12}} = 4.111 \text{ м}$$

Расчет для молниеотводов 2-3:

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами:

$$h_{cx23} := h_{эф} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{MM23} - h) = 20.13 \text{ м}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Определяем половину ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{\text{св}} := r_0 = 31.2$$

$$r_{\text{сх23}} := r_{\text{с0}} \cdot \frac{h_{\text{сх23}} - h_x}{h_{\text{сх23}}} = 4.076 \quad \text{м}$$

Расчет для молниеотводов 3-4:

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами:

$$h_{\text{сх34}} := h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{\text{ММ34}} - h) = 24.498$$

Определяем половину ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{\text{св}} := r_0 = 31.2$$

$$r_{\text{сх34}} := r_{\text{с0}} \cdot \frac{h_{\text{сх34}} - h_x}{h_{\text{сх34}}} = 8.913 \quad \text{м}$$

Расчет для молниеотводов 4-5:

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами:

$$h_{\text{сх45}} := h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{\text{ММ45}} - h) = 20.13$$

Определяем половину ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{\text{св}} := r_0 = 31.2$$

$$r_{\text{сх45}} := r_{\text{с0}} \cdot \frac{h_{\text{сх45}} - h_x}{h_{\text{сх45}}} = 4.076 \quad \text{м}$$

Расчет для молниеотводов 5-6:

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами:

$$h_{\text{сх56}} := h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{\text{ММ56}} - h) = 20.215$$

Определяем половину ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{\text{св}} := r_0 = 31.2$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

$$r_{cx56} := r_{c0} \cdot \frac{h_{cx56} - h_x}{h_{cx56}} = 4.19 \quad \text{м}$$

Расчет для молниеотводов 1-6:

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами:

$$h_{cx16} := h_{\Phi} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{MM16} - h) = 24.429$$

Определяем половину ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{c0} := r_0 = 31.2$$

$$r_{cx16} := r_{c0} \cdot \frac{h_{cx16} - h_x}{h_{cx16}} = 8.85 \quad \text{м}$$

Расчет заземляющего устройства подстанции Силикатная

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 2.201 \times 10^4 \quad \text{м}^2$$

Условие механической прочности:

$$F_{M.п.} := \pi \cdot R^2 = 314.159$$

Проверка на термическую стойкость:

$$I_M := 60000 \quad t_{откл} := 0.15 \quad \beta := 21$$

$$F_{т.с.} := \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot t_{откл}}{400 \cdot \beta}} = 253.546$$

Проверка по коррозионной стойкости сечения прутка

$$a_K := 0.0026 \quad b_K := 0.00915 \quad c_K := 0.0104 \quad A_K := 0.0224$$

$$T := 240 \quad d := 20$$

$$S_{cp} := a_K \cdot \ln(T)^3 + b_K \cdot \ln(T)^2 + c_K \cdot \ln(T) + A_K = 0.782$$

$$F_{кор} := \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}) = 51.074$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.п.} \geq F_{min}$$

$$F_{min} := F_{кор} + F_{т.с.} = 304.62$$

$$314.2 \geq 304.616$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$l_{\text{гг}} := 6$$

$$L_{\text{г}} := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1.5)}{l_{\text{гг}}} + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \left(\frac{A + 2 \cdot 1.5}{l_{\text{гг}}} \right) = 7.336 \times 10^3$$

$$\frac{m}{2 \cdot \sqrt{S}} := \frac{L_{\text{г}}}{2 \cdot \sqrt{S}} = 24.725$$

$$\frac{\sqrt{S}}{24} = 6.181$$

$$a := 20 \quad l_{\text{в}} := 5$$

$$n_{\text{в}} := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = 29.67$$

$$n_{\text{в}} := 30$$

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$h_3 := 0 + 0.1 \cdot \sqrt{S} \quad h_1 := 0.5$$

$$h_{\text{в}} := 0 + 22 \text{ м} \quad \rho_1 := 50$$

$$\rho_2 := 30$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 1.667 \quad \text{Если } 0.1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad \text{тогда}$$

$$k := 0.32 \cdot \left(1 + 0.26 \cdot \ln \left(\frac{h_1}{l_{\text{в}}} \right) \right) = 0.128$$

$$\rho_3 := \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k = 32.034$$

$$A := \frac{l_{\text{в}}}{\sqrt{S}} = 0.034$$

$$A := 0.4$$

$$R_{\text{с}} := \rho_3 \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\text{г}} + n_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}}} \right) = 0.091$$

Импульсные коэффициенты:

$$L_{\text{в}} := 60$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

$$a_H := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\Sigma} + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 2.454$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H := R_c \cdot a_H = 0.222$$

$$0.218 < 0.5$$

Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ

$$P_{\text{прор}} := 0.005 \quad P_{\text{кз}} := 0.7 \quad h_H := 29 \quad Z_H := 1.8 \quad \beta_3 := 0$$

$$N = 0.025 \quad E_{\text{ср.р}} := 5 \quad n_H := 6 \quad \delta := 0.15$$

$$U_{50\%} := E_{\text{ср.р}} \cdot h_H \cdot n_H = 870$$

$$I_{\text{зд}} := \frac{U_{50\%}}{Z_H \cdot \delta \cdot h_x} = 184.127$$

$$P_{\text{пер}} := e^{\frac{-I_M}{h}} = 2.16 \times 10^{-3}$$

$$P_{\text{откл}} := P_{\text{пер}} \cdot P_{\text{кз}} = 1.512 \times 10^{-3}$$

$$\beta_1 := N \cdot P_{\text{прор}} = 1.236 \times 10^{-4}$$

$$\beta_2 := N \cdot P_{\text{откл}} = 3.739 \times 10^{-5}$$

$$M := \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3} = 595.238$$