

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электрические станции»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрической части подстанции Князе-Волконская  
напряжением 220/110/35 кВ в связи с подключением подстанции 35/0,4 кВ  
Ростелеком в Хабаровском крае

Исполнитель

студент группы 242-об1

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

В.А. Гамолин

Руководитель

ст. преподаватель

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

И.Г. Подгурская

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Гамолина Владимира Александровича

1. Тема дипломной работы (проекта): Реконструкция электрической части подстанции Князе-Волконская напряжением 220/110/35 кВ в связи с подключением подстанции 35/0,4 кВ Ростелеком в Хабаровском крае \_\_\_\_\_  
(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Подгурская И.Г., ст. преподаватель  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

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

**ОТЗЫВ**

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Направление подготовки \_\_\_\_\_

Направленность (профиль) программы \_\_\_\_\_

Тема выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

количество рисунков и таблиц \_\_\_\_\_

число приложений \_\_\_\_\_

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой

и направленностью \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

3. Достоинства выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

4. Недостатки выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

---

---

---

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

---

---

---

---

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

---

---

---

9. Практическая значимость (внедрение) результатов выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

---

---

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы \_\_\_\_\_

---

---

---

---

---

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.      Руководитель \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 с, 4 рисунка, 77 таблиц, 16 источников, 3 приложения.

АВТОТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЭКОНОМИКА.

В данной работе был произведен расчет варианта реконструкции подстанции 220/110/35 кВ «Князе-Волконская». Произведены расчеты наибольших токов, токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также выбор и проверка оборудования на подстанции. Выполнен расчет молниезащиты и грозоупорности подстанции. Рассмотрен расчет релейной защиты автотрансформатора. Приведены правила пожарной безопасности на подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	8
Введение	9
1 Характеристика района электроснабжения подстанции 220/110/35 кВ «Князе-Волконская»	13
2 Выбор схемы РУ подстанции 220/110/35 кВ «Князе-Волконская»	15
3 Расчёт токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования	17
3.1 Общие положения	17
3.2 Составление расчётной схемы замещения и определение её параметров	18
3.3 Расчёт токов короткого замыкания	22
4 Выбор электрических аппаратов	30
4.1 Общие положения	30
4.2 Выбор выключателей	30
4.3 Выбор разъединителей	35
4.4 Выбор трансформаторов тока	36
4.5 Выбор трансформаторов напряжения	41
4.6 Выбор шинных конструкций	44
4.7 Выбор ОПН	48
4.8 Выбор аккумуляторных батарей	52
5 Изоляция и перенапряжения	55
5.1 Общие положения	55
5.2 Определение параметров контура заземления	56
5.3 Расчёт молниезащиты	60
5.4 Анализ грозоупорности	64
6 Релейная защита и автоматика	69
6.1 Основные типы защит трансформаторов	69
6.2 Выбор защит автотрансформаторов	69
6.3 Дифференциальная защита автотрансформаторов	70

6.4 Защита от перегрузки	76
6.5 Максимальная токовая защита	77
6.6 Газовая защита	78
7 Экологичность и безопасность	80
7.1 Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ	80
7.2 Экологичность	84
8 Экономика	89
Заключение	90
Библиографический список	91
Приложение А Расчет токов КЗ в ПВК Mathcad 14	93
Приложение Б Выбор электрических аппаратов в ПВК Mathcad 14	100
Приложение В Расчет молниезащиты в ПВК Mathcad 14	110

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ВЛ – воздушная линия

ЛЭП – линия электропередачи

РЗА – релейная защита и автоматика

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

АТ – автотрансформатор

ТЭС – тепловая электрическая станция

РУ – распределительное устройство



## ВВЕДЕНИЕ

Энергосистема, функционирующая на территории Хабаровского края, входит в состав ОЭС Востока и связана с энергосистемами Приморского края и Амурской области ВЛ 500 – 220 – 110 кВ. Доля энергосистемы Хабаровского края составляет в электропотреблении и максимуме электрической нагрузки ОЭС Востока около 28-30 %.

Энергосистема Хабаровского края по структуре установленной мощности однородна, так как в ней работают только ТЭС, поэтому ощущается недостаток маневренной мощности.

Основным потребителем электроэнергии являются различные отрасли промышленности, транспорт, сельское хозяйство, коммунальное хозяйство городов и посёлков. При этом более 70% потребления приходится на промышленные объекты. Все сельскохозяйственные предприятия пользуются электроэнергией, все жилые дома в населённых пунктах имеют электрический ввод.

В данном проекте рассматривается вариант реконструкции подстанции «Князе-Волконская» напряжением 220/110/35 кВ.

Необходимость реконструкции обоснована следующими факторами:

1) рост электрической нагрузки в районе, который может привести к значительному увеличению загрузки существующих ЛЭП 110 и ЛЭП 35 кВ. Последний раз модернизация ПС 220/110/35 кВ «Князе-Волконская» была проведена в 2012 году, в ходе которой были заменены трансформаторы тока и напряжения. Согласно программе развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 годы прогнозируемый среднегодовой темп прироста потребления электрической энергии для ОЭС Востока составляет 4,25 %. При этом в послеаварийных режимах отключения питающих ВЛ в период зимнего максимума потребуется ограничение части потребителей;

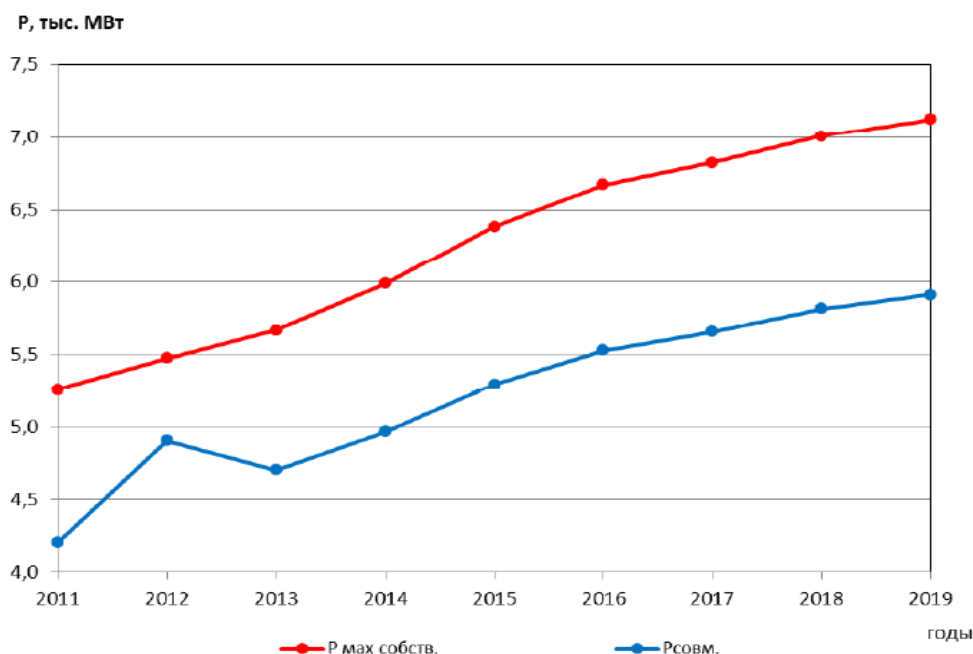


Рисунок 1 – Изменение прогнозных значений потребления мощности ОЭС Востока на период 2013-2019 годов

2) изменения схемы распределительной сети 35 кВ в связи с необходимостью организации внешнего электроснабжения объекта Ростелеком по 2 категории надежности электроснабжения. Предполагается осуществить электрическую связь посредством строительства двухцепной линии электропередачи от РУ 35 кВ ПС 220/110/35 кВ «Князе-Волконская» до ПС 35/0,4 кВ «Ростелеком» в Хабаровском крае. Необходимость данного строительства обусловлена состоянием электросетевого комплекса 110 кВ и 35 кВ в рассматриваемом районе Хабаровского края. При текущей загрузке электросетевых объектов с учетом перспективы, невозможно обеспечить требуемый уровень напряжения у удаленных потребителей в послеаварийных режимах. Для обеспечения требуемой категории надежности электроснабжения объекта Ростелеком, планируется выполнить проектирование и строительство ответвления от второй цепи ЛЭП 220 кВ Хабаровская ТЭЦ 3 - Хехцир 2 на ПС 220/110/35 кВ «Князе-Волконская».

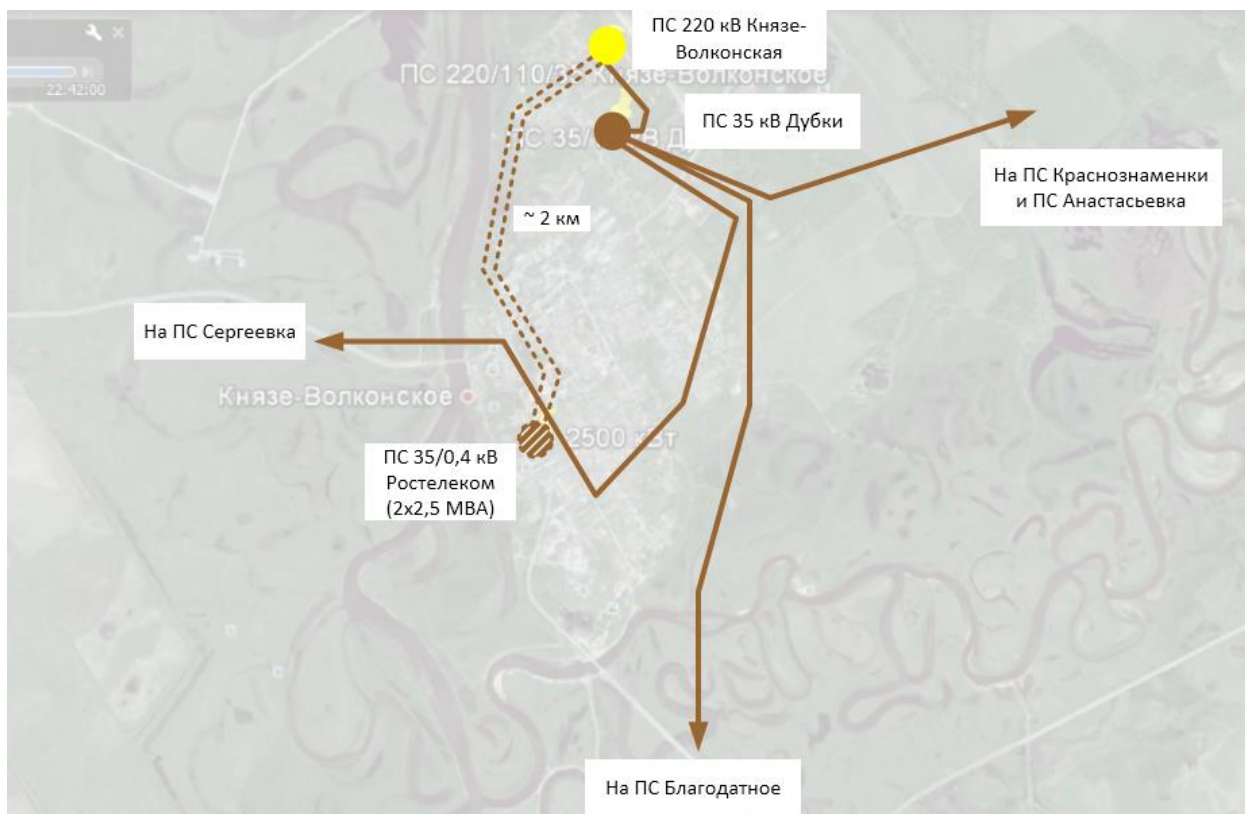


Рисунок 2 – Карта-схема варианта присоединения

#### ПС «Ростелеком» 35/0,4 кВ

Реконструкция электрической части ПС 220/110/35 кВ «Князе-Волконская» выполняется в соответствии с ПУЭ, строительными нормами и правилами (СНиП), а также указаниями и рекомендациями инструкции, руководящих указаний действующих директивных документов, относящихся к проектированию, сооружению и эксплуатации ПС.

Целями данного проекта являются расширение ПС 220/110/35 кВ «Князе-Волконская» в связи с необходимостью присоединения новых потребителей на напряжении 35 кВ по 2 категории надежности электроснабжения, замена устаревшего оборудования, а также обоснование экономической эффективности этой замены.

К задачам проекта относятся: разработка схемы ПС 220/110/35 кВ «Князе-Волконская» с учетом необходимости организации второго захода ЛЭП 220 кВ, установка второго автотрансформатора, расширение РУ 35 кВ для присоединения двухцепной ЛЭП 35 кВ Князе-Волконская – Ростелеком

для обеспечения возможности электроснабжения потребителей по 2 категории надежности.

Пути решения поставленных задач:

- расчет и анализ токов короткого замыкания;
- выбор современного оборудования, отвечающего всем требованиям надежности электроснабжения потребителей;
- расчет молниезащиты подстанции;
- выбор устройств релейной защиты;
- расчет экономической эффективности, а также экологичности и безопасности проекта.

Проект был разработан с использованием приложений: Microsoft Office Word 2007 г., Microsoft Office Visio 2007 г, MathType 5.0 Equation, Mathcad 14.0.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ 220/110/35 КВ «КНЯЗЕ-ВОЛКОНСКАЯ»

Хабаровский край граничит на юге с Приморским краем, на юго-западе – с Еврейской АО (ЕАО), на западе – с Амурской областью, с Республикой Саха (Якутия) - на севере и северо-западе.

Хабаровский край – один из самых крупных регионов Дальнего Востока (788 тыс. км<sup>2</sup>), население которого составляет около 1,4 млн. человек.

Территория края, охваченная централизованным электроснабжением составляет около 35 % от всей площади края.

Основными отраслями специализации промышленности являются: производство пищевых продуктов (~ 10%), металлургическое производство (~ 12%), лесозаготовка и деревопереработка (свыше 12%), добыча полезных ископаемых (~ 13%), машиностроительный комплекс (~ 20%), топливно-энергетический комплекс (~ 25%).

Климат Хабаровского края — умеренный, муссонный, с характерной холодной снежной зимой и влажным жарким летом. Максимальная температура воздуха - плюс 36,4 °С; минимальная температура воздуха - минус 40 °С. Вышеупомянутый климат формируют следующие факторы:

- положение территории в средних широтах на восточной окраине материка Евразия, рядом с Тихим океаном. Это определяет проявление муссонной циркуляции воздушных масс;

- горный рельеф.

В год выпадает в среднем 684 мм осадков. Максимальное количество осадков за сутки — 121,2 мм — было зарегистрировано в июле 1985 года. Максимальная сумма осадков за месяц выпала в августе 1981 года и составила 434 мм.

Основные характеристики района размещения площадки ПС «Князе-Волконская» сведены в таблицу 1:

Таблица 1 – Характеристики района размещения ПС 220/110/35 кВ «Князе-Волконская»

Наименование параметра	Значение
Нормативное ветровое давление	650 Па (III район)
Снеговая нагрузка	II район
Толщина стенки гололеда	25 мм (IV район)
Ср. продолжительность гроз	От 20 до 40 часов
Сопротивление грунта	150 Ом/м (супесок)
Сейсмичность района	6 баллов

В геологическом строении площадки принимают участие следующие разновидности грунтов: глины, галечники, суглинки, супеси и пески.

Глубина промерзания грунта:

- для суглинков и глин – 1,9 м;
- для супесей, песков мелких и пылеватых – 2,3 м;
- для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 2,5 м;
- для крупнообломочных грунтов – 2,8 м.

## 2 ВЫБОР СХЕМЫ РУ НА ПОДСТАНЦИИ 220/110/35 КВ «КНЯЗЕ-ВОЛКОНСКАЯ»

Схема РУ выбирается с учетом схемы прилегающей сети, ее параметров и перспектив развития, количества присоединяемых ВЛ и трансформаторов, необходимости секционирования и установки компенсирующих устройств, размера и стоимости земельного участка, природно-климатических условий и других факторов. Схема РУ разрабатывается с учетом назначения подстанции в данной энергосистеме, надежности работы примыкающих ВЛ, подстанций и условий их резервирования.

Основные требования, предъявляемые к схемам РУ заключаются в обеспечении качества функционирования ПС: надежности, экономичности, наглядности и простоте, возможности и безопасности обслуживания, выполнения ремонтов и расширения, компактности и др.

Исходя из необходимости присоединения новых потребителей на напряжении 35 кВ по 2 категории надежности электроснабжения, в связи с чем требуется установка второго автотрансформатора на реконструируемой подстанции, на стороне ВН подстанции «Князе-Волконская» ОРУ следует выполнить по схеме № 7 «четыреугольник», которая применяется на напряжении 110-750 кВ для двух-трансформаторных ПС, питаемых по 2-м ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ. В этой схеме каждое присоединение коммутируется двумя выключателями. В то же время эта схема является очень экономичной.

На стороне СН подстанции РУ будет выполняться по схеме «укрупненный блок (линия + 2 трансформатора)». Данная схема применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых или ответвительных двух-трансформаторных ПС, питаемых по одной ЛЭП. При использовании такой схемы разъединители в «перемычке» допускается не устанавливать.

На стороне НН подстанции РУ выполним по схеме №9 «одна рабочая секционированная выключателем система шин». Схемы с одной секционированной системой шин применяется на напряжение 35...220 кВ, как правило, при 5 и более присоединений.



## 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ ОБОРУДОВАНИЯ

### 3.1 Общие положения

Из всего многообразия электромагнитных переходных процессов в электрической системе наиболее распространенными являются процессы, вызванные короткими замыканиями в системе, а также повторным включением и отключением короткозамкнутой цепи.

Короткое замыкание - это всякое непредусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленной нейтралью (или четырехпроводных) – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (на нулевой провод).

Расчет токов трехфазного короткого замыкания и ударных токов необходим для проверки выбранного электрооборудования на термическую и динамическую стойкость, а также для выбора уставок релейной защиты.

Расчет токов однофазного короткого замыкания используется для настройки защит от замыканий на землю.

Расчет тока КЗ аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;
- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;
- определение искомого тока КЗ.

Расчет токов КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;

- не учитывают влияние нагрузки;

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;

- расчет ударного тока и апериодической составляющей тока к.з. можно выполнять по эквивалентным постоянным времени  $T_a$ , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов к.з. (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

Расчеты токов КЗ проведем в относительных единицах приближенным методом, используя систему симметричных составляющих [7].

### **3.2 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров**

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах подстанции 220/110/35 кВ «Князе-Волконская» для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки и система – сопротивлениями и ЭДС. На рисунке 3 изображена расчетная схема замещения для рассматриваемого участка электрической сети.

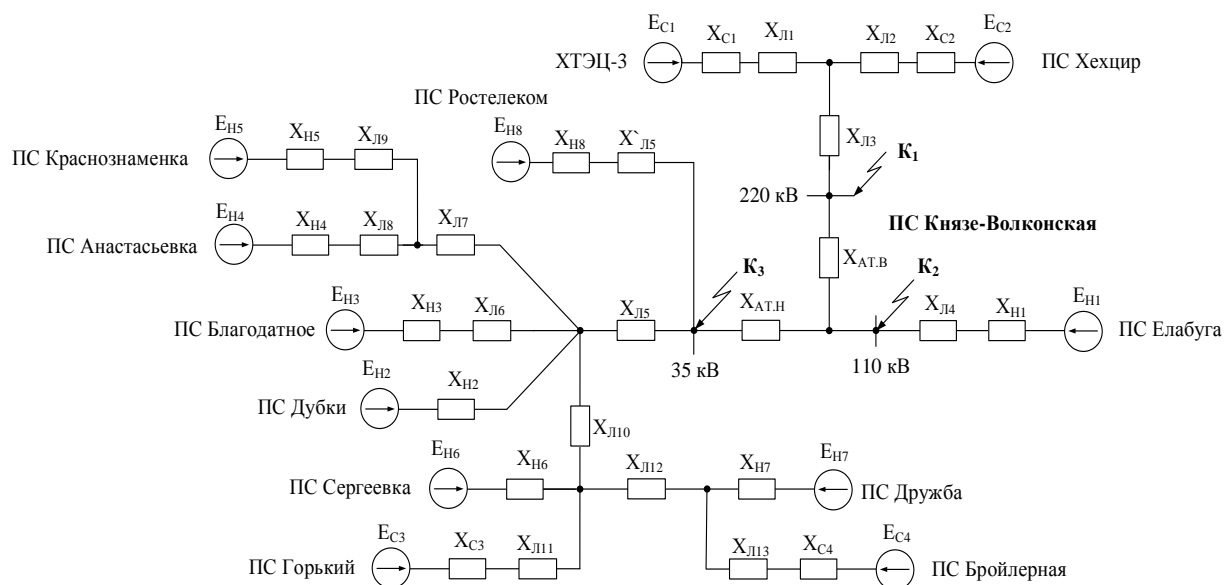


Рисунок 3 – Расчетная схема замещения

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА}, U_{\text{баз1}} = 230 \text{ кВ}; U_{\text{баз2}} = 115 \text{ кВ}; U_{\text{баз3}} = 37 \text{ кВ. кВ.}$$

Рассчитаем значение базисного тока по формуле:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}}, \quad (1)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА},$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА},$$

$$I_{\text{баз3}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}.$$

Определяем сопротивления элементов сети.

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}} \cdot I_C}, \quad (2)$$

где  $I_C$  - трехфазный ток короткого замыкания на шинах питающей ПС.

Для шин 220 кВ ХТЭЦ-3  $I_C = 19,5$  кА, для шин 220 кВ ПС «Хехцир»  $I_C = 17,5$  кА, для шин 110 кВ ПС «Горький»  $I_C = 5,3$  кА, для шин 110 кВ ПС «Бройлерная»  $I_C = 1,3$  кА.

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 19,5} = 0,013 \text{ о.е.}$$

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 17,5} = 0,014 \text{ о.е.}$$

$$X_{C3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 5,3} = 0,095 \text{ о.е.}$$

$$X_{C4} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 1,3} = 0,386 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем сопротивления нагрузок по формуле:

$$X_H = X_{H*} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_n}, \quad (3)$$

где  $X_{H*} = 0,35$  – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

$S_n$  – мощность нагрузки.

В качестве примера рассчитаем нагрузки ПС Елабуга и ПС Благодатное:

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{100}{6,3} = 5,556 \text{ о.е.}$$

$$X_{H3} = 0,35 \cdot \frac{100}{8} = 4,375 \text{ о.е.}$$

Сопротивления линий считаем по формуле, приведенной ниже:

$$X_L = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}} \text{ о.е.}, \quad (4)$$

где  $X_0$  – удельное реактивное сопротивление воздушной линии;

$l$  – длина воздушной линии.

В качестве примера рассчитаем сопротивление линии 110 кВ «Князе-Волконская» - «Елабуга», выполненной проводом марки АС-185,  $X_0 = 0,413$  Ом/км,  $l = 57$  км.

$$X_{Л4} = 57 \cdot 0,413 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,178 \text{ о.е.}$$

Для определения сопротивления автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110/35 на подстанции «Князе-Волконская» необходимо знать фазные напряжения короткого замыкания, приведенные в таблице ниже. Подробный расчет приведен в Приложении А.

Таблица 2 – Фазные напряжения короткого замыкания трансформаторов

$U_{K\_B,\%}$	12,4
$U_{K\_C,\%}$	0
$U_{K\_H,\%}$	23,3

Сопротивление обмоток автотрансформатора определяется по следующей формуле:

$$X_{AT} = \frac{U_{K,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номАТ}}, \quad (5)$$

где  $S_{номАТ}$  - номинальная мощность автотрансформатора.

$$X_{AT\_B} = \frac{12,4}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,197 \text{ о.е.},$$

$$X_{AT\_C} = 0 \text{ о.е.},$$

$$X_{AT\_H} = \frac{23,3}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,37 \text{ о.е.}$$

Подробный расчет сопротивлений элементов схемы замещения приведен в приложении А. Результаты расчета сведем в таблицы 3 и 4.

Таблица 3 - Сопротивления систем и нагрузок

Сопротивления систем				Сопротивления нагрузок							
$X_{C1}$	$X_{C2}$	$X_{C3}$	$X_{C4}$	$X_{H1}$	$X_{H2}$	$X_{H3}$	$X_{H4}$	$X_{H5}$	$X_{H6}$	$X_{H7}$	$X_{H8}$
0,013	0,014	0,095	0,386	5,556	2,778	4,375	2,778	7	1,75	7	7

Таблица 4 - Сопротивления линий

Сопротивления линий						
$X_{Л1}$	$X_{Л2}$	$X_{Л3}$	$X_{Л4}$	$X_{Л5}$	$X'_{Л5}$	$X_{Л6}$
0,015	0,047	0,00055	0,18	0,008	0,06	0,175
$X_{Л7}$	$X_{Л8}$	$X_{Л9}$	$X_{Л10}$	$X_{Л11}$	$X_{Л12}$	$X_{Л13}$
0,274	0,438	0,015	0,2	0,735	0,378	0,381

### 3.3 Расчёт токов короткого замыкания

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{по} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (6)$$

где  $E_{ЭКВ}$  – эквивалентная ЭДС;

$X_{ЭКВ}$  – эквивалентное сопротивление.

Апериодическую составляющую тока к.з. в произвольный момент времени  $t$  и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по формулам, кА:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (7)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (8)$$

где  $K_y$  - ударный коэффициент;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

В качестве примера рассмотрим расчет трехфазного короткого замыкания на шинах высокого напряжения подстанции 220/110/35 кВ «Князе-Волконская».

Сворачиваем исходную схему замещения относительно точки короткого замыкания на высокой стороне подстанции - К1.

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1}, \quad (9)$$

$$X_1 = 0,013 + 0,015 = 0,028 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{Л2}, \quad (10)$$

$$X_2 = 0,014 + 0,047 = 0,061 \text{ о.е.};$$

$$X_3 = X_1 + X_{Л3} + \frac{X_1 \cdot X_{Л3}}{X_2}, \quad (11)$$

$$X_3 = 0,028 + 0,00055 + \frac{0,028 \cdot 0,00055}{0,061} = 0,029 \text{ о.е.};$$

$$X_4 = X_2 + X_{Л3} + \frac{X_2 \cdot X_{Л3}}{X_1}, \quad (12)$$

$$X_4 = 0,061 + 0,00055 + \frac{0,061 \cdot 0,00055}{0,028} = 0,063 \text{ о.е.};$$

$$X_5 = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4}, \quad (13)$$

$$X_5 = \frac{0,029 \cdot 0,063}{0,029 + 0,063} = 0,02 \text{ o.e.};$$

$$X_6 = X_{C4} + X_{J13}, \quad (14)$$

$$X_6 = 0,386 + 0,381 = 0,767 \text{ o.e.};$$

$$X_7 = X_6 + X_{J12} + \frac{X_6 \cdot X_{J12}}{X_{H7}}, \quad (15)$$

$$X_7 = 0,767 + 0,378 + \frac{0,767 \cdot 0,378}{7} = 1,187 \text{ o.e.};$$

$$X_8 = X_{H7} + X_{J12} + \frac{X_{H7} \cdot X_{J12}}{X_6}, \quad (16)$$

$$X_8 = 7 + 0,378 + \frac{7 \cdot 0,378}{0,767} = 10,827 \text{ o.e.};$$

$$X_9 = X_{C3} + X_{J11}, \quad (17)$$

$$X_9 = 0,095 + 0,735 = 0,83 \text{ o.e.};$$

$$X_{10} = \frac{X_{H6} \cdot X_8}{X_{H6} + X_8}, \quad (18)$$

$$X_{10} = \frac{1,75 \cdot 10,827}{1,75 + 10,827} = 1,506 \text{ o.e.};$$

$$X_{11} = \frac{X_7 \cdot X_9}{X_7 + X_9}, \quad (19)$$

$$X_{11} = \frac{1,187 \cdot 0,83}{1,187 + 0,83} = 0,488 \text{ o.e.};$$



$$X_{12} = X_{10} + X_{J10} + \frac{X_{10} \cdot X_{J10}}{X_{11}}, \quad (20)$$

$$X_{12} = 1,506 + 0,2 + \frac{1,506 \cdot 0,2}{0,488} = 2,322 \text{ o.e.};$$

$$X_{13} = X_{11} + X_{J10} + \frac{X_{11} \cdot X_{J10}}{X_{10}}, \quad (21)$$

$$X_{13} = 0,488 + 0,2 + \frac{0,488 \cdot 0,2}{1,506} = 0,753 \text{ o.e.};$$

$$X_{14} = X_{H3} + X_{J6}, \quad (22)$$

$$X_{14} = 4,375 + 0,175 = 4,55 \text{ o.e.};$$

$$X_{15} = X_{H4} + X_{J8}, \quad (23)$$

$$X_{15} = 2,778 + 0,438 = 3,216 \text{ o.e.};$$

$$X_{16} = X_{H5} + X_{J9}, \quad (24)$$

$$X_{16} = 7 + 0,015 = 7,015 \text{ o.e.};$$

$$X_{17} = X_{15} + X_{J7} + \frac{X_{15} \cdot X_{J7}}{X_{16}}, \quad (25)$$

$$X_{17} = 3,216 + 0,274 + \frac{3,216 \cdot 0,274}{7,015} = 3,615 \text{ o.e.};$$

$$X_{18} = X_{16} + X_{J7} + \frac{X_{16} \cdot X_{J7}}{X_{15}}, \quad (26)$$

$$X_{18} = 7,015 + 0,274 + \frac{7,015 \cdot 0,274}{3,216} = 7,886 \text{ o.e.};$$

$$X_{19} = \frac{X_{17} \cdot X_{18}}{X_{17} + X_{18}}, \quad (27)$$

$$X_{19} = \frac{3,615 \cdot 7,886}{3,615 + 7,886} = 2,479 \text{ o.e.};$$

$$X_{20} = \frac{X_{14} \cdot X_{19}}{X_{14} + X_{19}}, \quad (28)$$

$$X_{20} = \frac{4,55 \cdot 2,479}{4,55 + 2,479} = 1,605 \text{ o.e.};$$

$$X_{21} = \frac{X_{20} \cdot X_{H2}}{X_{20} + X_{H2}}, \quad (29)$$

$$X_{21} = \frac{1,605 \cdot 2,778}{1,605 + 2,778} = 1,017 \text{ o.e.};$$

$$X_{22} = \frac{X_{21} \cdot X_{12}}{X_{21} + X_{12}}, \quad (30)$$

$$X_{22} = \frac{1,017 \cdot 2,322}{1,017 + 2,322} = 0,707 \text{ o.e.};$$

$$X_{23} = X'_{J5} + X_{H8}, \quad (31)$$

$$X_{23} = 0,06 + 7 = 7,06 \text{ o.e.};$$

$$X_{24} = X_{22} + X_{J5} + \frac{X_{22} \cdot X_{J5}}{X_{13}}, \quad (32)$$

$$X_{24} = 0,707 + 0,008 + \frac{0,707 \cdot 0,008}{0,753} = 0,723 \text{ o.e.};$$

$$X_{25} = X_{13} + X_{15} + \frac{X_{13} \cdot X_{15}}{X_{22}}, \quad (33)$$

$$X_{25} = 0,753 + 0,008 + \frac{0,753 \cdot 0,008}{0,707} = 0,769 \text{ o.e.};$$

$$X_{26} = X_{14} + X_{11}, \quad (34)$$

$$X_{26} = 0,178 + 5,556 = 5,734 \text{ o.e.};$$

$$X_{27} = \frac{X_{24} \cdot X_{23}}{X_{24} + X_{23}}, \quad (35)$$

$$X_{27} = \frac{0,723 \cdot 7,06}{0,723 + 7,06} = 0,656 \text{ o.e.};$$

$$X_{28} = X_{27} + X_{AT-H} + \frac{X_{27} \cdot X_{AT-H}}{X_{25}}, \quad (36)$$

$$X_{28} = 0,656 + 0,37 + \frac{0,656 \cdot 0,37}{0,769} = 1,341 \text{ o.e.};$$

$$X_{29} = X_{25} + X_{AT-H} + \frac{X_{25} \cdot X_{AT-H}}{X_{27}}, \quad (37)$$

$$X_{29} = 0,769 + 0,37 + \frac{0,769 \cdot 0,37}{0,656} = 1,573 \text{ o.e.};$$

$$X_{30} = \frac{X_{28} \cdot X_{26}}{X_{28} + X_{26}}, \quad (38)$$

$$X_{30} = \frac{1,341 \cdot 5,734}{1,341 + 5,734} = 1,087 \text{ o.e.};$$

$$X_{31} = X_{30} + X_{AT\_B} + \frac{X_{30} \cdot X_{AT\_B}}{X_{29}}, \quad (39)$$

$$X_{31} = 1,087 + 0,197 + \frac{1,087 \cdot 0,197}{1,573} = 1,42 \text{ о.е.};$$

$$X_{32} = X_{29} + X_{AT\_B} + \frac{X_{29} \cdot X_{AT\_B}}{X_{30}}, \quad (40)$$

$$X_{32} = 1,573 + 0,197 + \frac{1,573 \cdot 0,197}{1,087} = 2,054 \text{ о.е.};$$

$$X_{33} = \frac{X_{32} \cdot X_5}{X_{32} + X_5}, \quad (41)$$

$$X_{33} = \frac{2,054 \cdot 0,02}{2,054 + 0,02} = 0,02 \text{ о.е.};$$

Расчёт периодической составляющей тока в начальный момент времени производится по формуле:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E}{X} \cdot I_B, \quad (42)$$

где  $E$  – ЭДС соответствующей ветви в о.е.: для системы  $E = 1 \text{ о.е.}$ , для нагрузки  $E = 0,85 \text{ о.е.}$ ;

$X$  – эквивалентное сопротивление ветви.

$$I_{\text{ПО1}} = \frac{E_C}{X_{33}} \cdot I_{B1}, \quad (43)$$

$$I_{\text{ПО1}} = \frac{1}{0,02} \cdot 0,251 = 12,791 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПО2}} = \frac{E_H}{X_{31}} \cdot I_{B1}, \quad (44)$$

$$I_{\text{ПО}2} = \frac{0,85}{1,42} \cdot 0,251 = 0,15 \text{ кА}$$

Суммарная периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ:

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = \sum_{i=1}^m I_{\text{ПО}i} = I_{\text{ПО}1} + I_{\text{ПО}2}, \quad (45)$$

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = 12,791 + 0,15 = 12,942 \text{ кА}$$

Расчёт ударного тока КЗ:

$$i_{\text{y}\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_{\text{y}\partial}, \quad (46)$$

где  $k_{\text{y}\partial}$  - ударный коэффициент (принят согласно [18]).

$$i_{\text{y}\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 12,791 \cdot 1,78 = 32,2 \text{ кА}$$

$$i_{\text{y}\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 0,15 \cdot 1,78 = 0,378 \text{ кА}$$

Находим ударный ток в месте КЗ:

$$i_{\text{y}\partial\Sigma} = \sum_{i=1}^m i_{\text{y}\partial i} = i_{\text{y}\partial 1} + i_{\text{y}\partial 2}, \quad (47)$$

$$i_{\text{y}\partial\Sigma} = 32,2 + 0,378 = 32,578 \text{ кА.}$$

Короткое замыкание на стороне среднего и низкого напряжения ПС «Князе-Волконская» рассчитывается аналогично. Все подробные расчеты приведены в приложении А, параметры расчетов КЗ сведены в таблицу 5.

Таблица 5 - Расчет токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}=I_{\text{пт}}$ , кА	$K_{\text{y}}$	$i_{\text{y}}$ , кА
К1 (220 кВ)	12,942	1,78	32,578
К2 (110 кВ)	2,955	1,717	7,175
К3 (35 кВ)	6,734	1,608	15,314

## 4 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 4.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, гибкие или жесткие шины, нелинейные ограничители перенапряжений. Как правило, оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость: на малоответственных подстанциях можно устанавливать оборудование подешевле, с большим временем отключения (выключатели) или с меньшим классом точности (трансформаторы тока, напряжения). На ответственных подстанциях наоборот устанавливают оборудование дороже и надежней. Также имеет большое значение характер климата и географическое расположение подстанции.

### 4.2 Выбор выключателей

Современный рынок имеет большой выбор выключателей по различным параметрам, в том числе по типу изолирующего материала. В данном дипломном проекте мы будем устанавливать элегазовые выключатели.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления (110 кВ и выше);
- легкость ревизии и осмотра контактов;

- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Произведем выбор выключателей для ОРУ 220 кВ по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

- по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном},$$

где  $I_{max}$  – максимальный суммарный ток автотрансформаторов, проходящий через один выключатель РУ 220 кВ.

$$I_{max} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,165 \text{ кА}. \quad (48)$$

Проверяем по отключающей способности:

$$I_{н0} \leq I_{откл\ ном}.$$

На шинах РУ ВН 220 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВЭБ- 220 - 50/2500 У1. При этом производим следующие расчеты.

Тепловой импульс для проверки выключателей 220 и 110 кВ на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени на срабатывание релейной защиты. Таким образом, время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = t_{PЗ} + t_{OB} = 2 + 0,06 = 2,06 \text{ с} \quad (49)$$

где  $t_{PЗ}$  – время действия релейной защиты, с;

$t_{OB}$  – время отключения выключателя, с.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$Bк = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + Ta) = 12,942^2 \cdot (2,06 + 0,03) = 350,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания;  $T_a=0,03$  с [13].

$$I_{n.0} = 12,942 \text{ кА};$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,243 \text{ кА}, \quad (50)$$

где  $\beta_H$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_H = 47$ .

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,942 \cdot e^{-\frac{0.01}{0.03}} = 13,114 \text{ кА}. \quad (51)$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (52)$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете. Результаты сравнения сведем в таблицу 6.



Таблица 6 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{pmax} = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$I_{yд} = 32.578 \text{ кА}$	$I_{yд} \leq i_{скв}$
$B_k = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 350.4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12.942 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12.942 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном} = 33,234 \text{ кА}$	$I_{ат} = 13,114 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Как видно из результатов, выключатели данного типа проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке. Аналогичным образом, выберем выключатели (трансформаторные, секционный, линейные) в ОРУ 110 и 35 кВ.

Произвожу выбор выключателей на РУ 110 кВ.

$$I_{max} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,331 \text{ кА}.$$

На шинах 110 кВ выбираю выключатель типа ВЭБ-110-40/2000 У1 (выключатель элегазовый, баковый).

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 2,955^2 \cdot (2,06 + 0,02) = 18,249 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

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

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 2,955 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 2,994 \text{ кА.}$$

Таблица 7 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p,max} = 331 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 7,175 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$B_k = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 17,777 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 2,955 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} = 2,955 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 22,627 \text{ кА}$	$I_{at} = 2,994 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Произвожу выбор выключателей на РУ 35 кВ.

$$I_{max} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,039 \text{ кА.}$$

На шинах 35 кВ выбираю выключатель типа ВЭБ-35-50/1250 У1.

Тепловой импульс на 35 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 ступени селективности. Таким образом, время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = 1 + 0,06 = 1,06 \text{ с}$$

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 6,734^2 \cdot (1,06 + 0,03) = 49,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 50 \cdot 32}{100} = 22,627 \text{ кА,}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 6,734 \cdot e^{\frac{-0.01}{0.03}} = 6,824 \text{ кА.}$$

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1250 \text{ А}$	$I_{p.max} = 1039 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{np.ckв} = 128 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 15,314 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{ckв}$
$B_k = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 49,43 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 6,734 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 6,734 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 22,627 \text{ кА}$	$I_{at} = 2,994 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

### 4.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под нагрузкой. Для управления разъединителями из диспетчерского пункта установим на них приводы, позволяющие управлять как главными, так и заземляющими ножами.

На стороне ВН выбираем разъединители марки РНДЗ.2-220/2000 У1 с двумя заземляющими ножами.

Таблица 9 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p.max} = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 32,578 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{ckв}$
$B_k = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 350,04 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

На стороне СН выбираем разъединители марки РНДЗ.1-110/1000 У1 с одним заземляющим ножом.

Таблица 10 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{p,max} = 331 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 7,175 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$B_k = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 18,249 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

На стороне НН выбираем разъединители марки РНДЗ.1-35/2000 У1 с одним заземляющим ножом.

Таблица 11 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p,max} = 1039 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 15,314 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$B_k = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 46,981 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

Как видно из результатов сравнения расчетных и каталожных данных, все разъединители проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке.

#### 4.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [1].

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5 [6].

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам.

По напряжению установки [1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} . \quad (53)$$

По току [1]:

$$I_{ном} \leq I_{1ном} , \quad (54)$$

где  $I_{1ном}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

По электродинамической стойкости [1]:

$$i_{уд} \leq i_{дин} , \quad (55)$$

По термической стойкости [1]:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} , \quad (56)$$

По максимальной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (57)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$  – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_{2доп} \approx r_{2доп}$ .

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}, \quad (58)$$

где  $r_{приб}$  – сопротивление приборов;

$r_{пров}$  – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$  – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов [1].

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2}, \quad (59)$$

где  $S_{приб}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2ном}$  – вторичный номинальный ток прибора.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, определим число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		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
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. На стороне ВН выберем трансформатор тока марки ТРГ 220-0,5/300 У1.

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом} .$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом}.$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения [6]:

$$s_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} . \quad (60)$$

Для 220 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 150 м,  $\gamma = 54 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$ . Тогда сечение:

$$s_{\text{min}} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2 .$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением 2,5 мм<sup>2</sup> с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660В частоты до 100Гц или постоянным напряжением до 1000В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом}.$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом}.$$

Таблица 13 – Каталожные и расчетные данные ТРГ 220-0,5/300 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ}$	$U_{сети} \leq U_n$
$I_n = 300 \text{ А}$	$I_P = 165 \text{ А}$	$I_P \leq I_n$
$Z_n = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 32,578 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 350,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Аналогичным образом выполняется выбор и проверка трансформаторов тока для стороны 110 и 35 кВ.

Подробный расчет по выбору трансформаторов тока приведен в приложении Б. Результаты расчетов сведены в таблицы 14 и 15.

Таблица 14 – Каталожные и расчетные данные ТРГ 110-0,5/400 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сети} \leq U_n$
$I_n = 400 \text{ А}$	$I_P = 331 \text{ А}$	$I_P \leq I_n$
$Z_n = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,989 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 7,175 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 18,517 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Таблица 15 – Каталожные и расчетные данные ТРГ 35-0,5/1200 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{сети} \leq U_n$
$I_n = 1200 \text{ А}$	$I_P = 1039 \text{ А}$	$I_P \leq I_n$
$Z_n = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,526 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 15,314 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 46,981 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$



#### 4.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения являются измерительными преобразователями и предназначены для работы в электрических системах переменного тока частоты 50 Гц.

Для установки на подстанции принимаем емкостные трансформаторы напряжения. Основная задача емкостных трансформаторов напряжения - коммерческий учет электроэнергии, а также передача сигнала измерительной информации приборам, устройствам защиты и управления, обеспечения высокочастотной связи (30кГц-500кГц), в электрических системах переменного тока частотой 50-60 Гц с номинальным напряжением 110 – 750 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_2 \leq S_{2ном}, \quad (61)$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 220 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е411011	3
Ваттметр	ЦП8506/20	3
Частотомер	RDH1A	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Частотомер регистрирующий	Н-397	4
Счётчик активной энергии	СЕ101	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	10
Датчик активной энергии	Е-829	10
Датчик реактивной энергии	Е-830	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	9
Итого:		86,75

На стороне ВН выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ–220-У1 (антирезонансный, с естественной циркуляцией воздуха и масла, для контроля изоляции сети).

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 86,75 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Таблица 18 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 110 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е411011	3
Ваттметр	ЦП8506/20	3
Частотомер	RDH1A	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Частотомер регистрирующий	Н-397	4
Счётчик активной энергии	СЕ101	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	9
Итого:		66,75

На стороне СН выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ–110-У1.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 66,75 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Таблица 20 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 35 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е411011	3
Ваттметр	ЦП8506/20	3
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Счётчик активной энергии	СЕ101	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	10
Итого:		49,75

На стороне НН выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ–35-У1.

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 150 \text{ ВА}$	$S_p = 49,75 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Все выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют условиям выбора и могут быть приняты к установке. Подробный расчет представлен в приложении Б.

#### 4.6 Выбор шинных конструкций

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.утяж}}, \quad (62)$$

где  $I_{\text{раб.утяж}}$  - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки;  
 $I_{\text{доп}}$  - допустимый ток для шины выбранного сечения.

$$I_{\text{раб.утяж}} = 1,4 \cdot I_{\text{max}}, \quad (63)$$

-по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (64)$$

где  $q_{\text{min}}$  – минимальное сечение провода,

$C$  – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_{\text{к}} - A_{\text{н}}} = \text{const}, \quad (65)$$

Можно принять:

-для алюминиевых шин и кабелей –  $C = 91$  [7];

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 330 кВ – 6 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с

кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}, \quad (66)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины -  $Q_{к.доп} = 300 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- голые алюминиевые шины -  $Q_{к.доп} = 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- голые стальные шины -  $Q_{к.доп} = 400 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

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

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

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины, выполненные проводом марки АС - 240/24, допустимый ток которых  $I_{доп} = 605 \text{ А}$ , радиус провода  $r_0 = 1,08 \text{ см}$ . Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами  $D = 700 \text{ см}$ .

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 605 \text{ А}$$

$$I_{раб.утяж} = 1,4 \cdot 165 = 231 \text{ А}$$

$$605 \geq 231$$

Проверка по условию короны (необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше):

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (67)$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование (кВ/см);

$E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (68)$$

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

$r_0$  – радиус провода, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (69)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (70)$$

где  $D$  – расстояние между соседними фазами, см.

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

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 700 = 882 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{882}{1,08}} = 24,763 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

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

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 24,763 = 26,496 \text{ кВ/см,}$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см,}$$

$$26,496 \leq 28,795$$

Выбранный провод проходит по условию проверки на нагрев и по условию короны.

Гибкие шины на сторонах среднего и низкого напряжения подстанции выбираются аналогично. Подробный расчет с выбором и проверкой приведен в приложении Б.

#### 4.7 Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) - защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно-параллельно соединенные варисторы и не имеет искровых промежутков. Варистор - часть ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при перенапряжениях - малым сопротивлением, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике.

Варисторы изготавливаются из керамических резисторов (с крутой нелинейной характеристикой), содержащих окись цинка и другие окислы металлов и спеченные вместе [7].

Основная классификация ОПН производится по номинальному разрядному току и по группе разрядного тока, характеризующей



энергопоглощающую способность ОПН при воздействии импульса большой длительности – прямоугольный импульс длительностью 2 мкс.

Находим расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{нр}$ . Максимально допустимое напряжение на ОПН принимается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного напряжения согласно ГОСТ 1516.3-96.

$$U_{н.р.35} = 40,5 \text{ кВ} ,$$

$$U_{н.р.110} = 126 \text{ кВ} ,$$

$$U_{н.р.220} = 252 \text{ кВ} .$$

Далее по графику находим коэффициент  $K_B$ , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса. При  $\tau = 0,5 \text{ с}$ , он имеет значение, равное 1,48 [7].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B} , \tag{71}$$

$$U_{р.н.р.35} = \frac{40,5}{1,48} = 27,36 \text{ кВ} .$$

$$U_{р.н.р.110} = \frac{126}{1,48} = 85,13 \text{ кВ} .$$

$$U_{р.н.р.220} = \frac{252}{1,48} = 170,27 \text{ кВ} .$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-220/176/10/850 (II)-УХЛ1, ОПН-110/88/10/850 (II)-УХЛ1, ОПН-35/37/10/550 (II)-УХЛ1 фирмы «Феникс 88». В комплект поставки входят: ограничитель

перенапряжений, руководство по эксплуатации, паспорт. Гарантийный срок эксплуатации - 5 лет со дня ввода ограничителя в эксплуатацию, но не более 7 лет со дня отгрузки потребителю. Общий срок службы ограничителя с вероятностью 0,98 - не менее 30 лет. Основные характеристики ОПН приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор ОПН

Тип ОПН	$U_{нр}$ , кВ	$I_{ном}$ , кА	$U_{ост к}$ , при коммут.имп.то ка 500(1000) А, кВ	$U_{ост г}$ , при.имп.тока 5(10) кА, кВ	$I_{вб}$ , кА	Э, кДж Полная энергоёмкость
ОПН- 220/176/10/ 850 (II)	176	10	446 (463)	526 (564)	40	550
ОПН- 110/88/10/ 850 (IV)	88	10	223 (232)	262 (282)	40	275
ОПН- 35/37/10/ 550 (II)	37	10	88,4 (91,4)	104 (111)	40	115,8

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутренних повреждениях необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя  $I_{вб}$  на 15-20 % превышал наибольший ток короткого замыкания в точке подключения ограничителя [8].

$$I_{вб} \geq (1.15 - 1.20) I_{кз} \quad , \quad (72)$$

$$40 \geq 15,53 \text{ кА}$$

$$40 \geq 3,546 \text{ кА}$$

$$40 \geq 8,081 \text{ кА}$$

ОПН обеспечивает защиту от коммутационных перенапряжений, если остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока  $U_{ост\ к}$  меньше испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования  $U_{ки}$  с запасом 15-20 % [8]:

$$U_{ост\ к} \leq \frac{U_{ки}}{(1.15-1.20)} . \quad (73)$$

Для электрооборудования 6-220 кВ нормируются одоминутные испытательные напряжения частоты 50 Гц ( $U_{исп50}$ ). Для 35 кВ  $U_{исп50} = 85$  кВ, для 110 кВ  $U_{исп50} = 200$  кВ, для 220 кВ  $U_{исп50} = 325$  кВ.

Переход от испытательного напряжения  $U_{исп50}$  к выдерживаемому изоляцией электрооборудования уровню коммутационных перенапряжений осуществляется по формуле [8]:

$$U_{ки} = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} , \quad (74)$$

где  $K_{и}$  - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин  $K_{и}=1.35$ ;

$K_{к}$  - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин  $K_{к}=0.9$ .

$$U_{ки.35} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 85 = 146,05 \text{ кВ},$$

$$88,4 \leq \frac{146,05}{1,20} \text{ кВ},$$

$$88,4 < 121,711 \text{ кВ}.$$

$$U_{ки.110} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 343,654 \text{ кВ},$$

$$223 \leq \frac{343,654}{1,20} \text{ кВ,}$$

$$223 < 286,378 \text{ кВ.}$$

$$U_{KH.220} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 325 = 558,438 \text{ кВ,}$$

$$446 \leq \frac{558,438}{1,20} \text{ кВ,}$$

$$446 < 465,365 \text{ кВ.}$$

Удельная энергоёмкость выбранного ограничителя определяется по формуле:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} ; \quad (75)$$

$$\mathcal{E}_{35}^* = \frac{115,8}{35} = 3,309 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбранный ОПН соответствует третьему классу энергоёмкости.

$$\mathcal{E}_{110}^* = \frac{275}{110} = 2,5 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбранный ОПН соответствует второму классу энергоёмкости.

$$\mathcal{E}_{220}^* = \frac{550}{220} = 2,5 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбранный ОПН соответствует второму классу энергоёмкости.

Таким образом, выбранные ограничители перенапряжений соответствуют всем условиям выбора и проверки.

#### 4.8 Выбор аккумуляторных батарей

Срок службы аккумуляторных батарей при соблюдении всех правил эксплуатации и монтажа (в соответствии с правилами технического описания изготовителя) составляет не менее 20 лет.

Для определения типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме  $I_{ав}$ . Она складывается из

нагрузки постоянно подключенных потребителей  $I_n$  и временной нагрузки  $I_{вр}$  потребителей, подключаемых в аварийном режиме. При отсутствии точной информации, в приближенных расчетах можно принимать значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 220кВ – 30А.

Временную нагрузку для подстанций 110-220 кВ можно принять равной 70А.

$$I_{ав} = I_n + I_{вр} = 30 + 70 = 100 \text{ А}. \quad (76)$$

Для аккумуляторов «HawkerGmBH» серии «Varta» тип определяют по допустимому току разряда  $I_{разр}$  при получасовом (часовом) режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 I_{ав}. \quad (77)$$

$$I_{ав} = 1,05 \cdot 100 = 105 \text{ А}.$$

По таблице характеристик элементов Vartablok выбираем тип аккумуляторной батареи Vb 2305, с  $I_{разр} = 222,5 \text{ А}$ .

Число элементов батареи постоянное. Определяется, исходя из того, что в режиме постоянного подзаряда напряжение на щите постоянного тока должно быть не более  $1,1 U_{НОМ}$ , то есть, 242 В. А напряжение на одном элементе при этом для Vartablok равно 12 В.

$$n = \frac{U_{щ}}{U_{э}} = \frac{242}{12} = 20,17 \text{ эл.} \quad (78)$$

где  $n$  – общее число последовательных элементов.

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{т \max}, \quad (79)$$

где  $I_{разр(30'')}$  – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{m \max} = I_{ав} + I_{пр}$  – максимальный толчковый ток;

$I_{пр}$  – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима.

Учитывается одновременное включение двух выключателей на стороне НН. Ток потребляемый электромагнитом включения выключателя  $I_{пр} = 5 \text{ А}$ .

$$I_{m \max} = 100 + 2 \cdot 5 = 110 \text{ А};$$

$$I_{разр(30'')} = 650 \text{ А} \geq I_{m \max} = 110 \text{ А}.$$

Выполним проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока.

По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{m \max}}{k} = \frac{110}{5} = 22 \text{ А}, \quad (80)$$

где  $k = 5$  – число положительных электродов.

Определим величину остаточного напряжения на шинах:

$$U_{ост} = U_p n = 1,77 \cdot 108 = 191,16 \text{ В},$$

Определим отклонение напряжения на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{U_p n}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{191,16}{220} \cdot 100\% = 86,9\% . \quad (81)$$

Найденное значение  $\frac{U_{ш}}{U_{ном}}$  сравнивается с допустимыми значениями отклонений напряжения с учетом потери напряжения в соединительных кабелях [19]. Потерю напряжения в соединительном кабеле принимаем 5%.

$$dU_{ЭМ} = 86,9 - 5 = 81,5\%.$$

Допустимое отклонение напряжения для электромагнитов включения выключателя составляет 80–110 %. Как видно, принятые аккумуляторные батареи обеспечивают необходимое напряжение.

## 5 ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

### 5.1 Общие сведения

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения. Источником энергии внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – нормальные или аварийные коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются несколькими стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку.

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечение

нормальной работы элементов в выбранном режиме. Различают три вида заземлений:

- рабочее
- защитное (для обеспечения безопасности людей)
- заземление молниезащиты

*Рабочее заземление* – это соединение с землей некоторых точек сети (обычно нейтрали обмоток части силовых трансформаторов и генераторов), со следующей целью:

- снижения уровня изоляции элементов электроустановки;
- эффективная защита сети ОПН от атмосферных перенапряжений;
- снижения коммутационных перенапряжений

*Защитное заземление* – это заземление всех металлических частей установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при повреждении изоляции. Защитное заземление выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей и животных электрическим током.

Требования предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки - заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

## **5.2 Определение параметров контура заземления**

1) По заданному составу грунта используя (РД таблица П 15.1) определим удельное сопротивление каждого слоя.

- для первого слоя грунта:

$$\rho_1 = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

- для второго слоя грунта:

$$\rho_2 = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

2) Расчет контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя).



Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

$$A = 184 \text{ м}; B = 150 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = (184 + 3) \cdot (150 + 3) = 28611 \text{ м}^2; \quad (82)$$

3) Принимаем диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков, равным  $d = 20 \text{ мм}$ ;

Проверяем сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2; \quad (83)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2;$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot t_{откл}}{400 \cdot \beta}}; \quad (84)$$

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

$\beta = 21$  - коэффициент термической стойкости (для стали).

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60000^2 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 314,159 \text{ мм}^2;$$

4) Проверяем сечения прутка по коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (85)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k; \quad (86)$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 - 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,668.$$

где  $T = 240$  мес - время использования заземлителя – 20 лет;

$a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  - справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта соответственно равны 0,0026; 0,00915; 0,0104; 0,0224.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{СР} \cdot (d + S_{СР}); \quad (87)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,668 \cdot (12 + 0,668) = 26,57 \text{ мм}^2;$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.}; \quad (88)$$

$$F_{КОР} + F_{Т.С.} = 26,57 + 253,546 = 280,11 \text{ мм}^2;$$

$314,159 \geq 280,11$  - условие выполняется, следовательно оставляем выбранный диаметр прутка.

5) Для II климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта равна 2 м, глубина заложения верхнего конца вертикального прутка 0,8 м; диаметр вертикального прутка 12 мм, длина 5 м.

6) Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{П-П} = 9$  м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{Г} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}}; \quad (89)$$

$$L_{Г} = (184 + 3) \cdot \frac{(150 + 3)}{9} + (150 + 3) \cdot \frac{(184 + 3)}{9} = 9367 \text{ м.}$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$n_{Г}(A) = \frac{A + 3}{l_{nn}}; \quad (90)$$

$$n_r(A) = \frac{184+3}{9} = 31,167;$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$n_r(B) = \frac{B+3}{l_{mn}}; \tag{91}$$

$$n_r(B) = \frac{150+3}{9} = 25,5;$$

Общее количество горизонтальных полос:

$$n_z = n_z(A) + n_z(B); \tag{92}$$

$$n_z = 31,617 + 25,5 = 56,667;$$

Принимаем 57.

7) Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем:

$l_B = 5$  м - длина вертикального электрода;

$a = 12$  м - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{28611}}{12} = 56,383; \tag{93}$$

Принимаем  $n_B = 56$ .

8) Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + n_B \cdot l_B} \right), \tag{94}$$

где  $A$  - коэффициент подобия, принимается по ЭТС (с.303) для принятой длины вертикальных электродов 5 м и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{28611}} = 0,03;$$

Принимаем  $A=0,4$ .

9) Определяем стационарные сопротивления заземлителя:

$$R_{C1} = 50 \cdot \left( \frac{0,4}{169,15} + \frac{1}{9367 + 56 \cdot 5} \right) = 0,12 \text{ Ом};$$

$$R_{C2} = 30 \cdot \left( \frac{0,4}{169,15} + \frac{1}{9367 + 56 \cdot 5} \right) = 0,072 \text{ Ом}.$$

10) Находим импульсные коэффициенты:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (95)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 169,15}{(50 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,556$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 169,15}{(30 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,628$$

11) Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R_C \cdot \alpha_u; \quad (96)$$

$$R_{u1} = 0,12 \cdot 2,556 = 0,307 \text{ Ом}$$

$$R_{u2} = 0,072 \cdot 2,628 = 0,19 \text{ Ом}$$

Общее импульсное сопротивление:

$$R_{u.об} = R_{u1} + R_{u2}, \quad (97)$$

$$R_{u.об} = 0,307 + 0,19 = 0,497 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0.5 Ом. Так как  $0,497 < 0,5$ , то делаем вывод о том, что тип заземлителя подобран правильно.

### 5.3 Расчет молниезащиты

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения,

ожидаемого количества поражений молний в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов. Которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h \leq 150$  м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и  $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и  $U \geq 500$ кВ

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Мною была просчитана зона защиты типа А с надежностью не менее 0,995 и  $U \leq 500$  кВ, так как расчет ведется для ОРУ 220 кВ.

Принимаю высоту молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м};$$

Расстояния между молниеотводами:

$$L_{M12} = L_{M56} = 50 \text{ м};$$

$$L_{M23} = L_{M45} = 29,877 \text{ м};$$

$$L_{M34} = 24,069 \text{ м};$$

$$L_{M16} = 46,271 \text{ м}.$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \sqrt{h}, \quad (98)$$

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

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \sqrt{h}) \sqrt{h}, \quad (99)$$

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

Радиус внешней зоны при условии  $h < L_M < 2 \cdot h$ :

$$r_{C0} = r_0 = 31,2 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролета между молниеотводами:

$$h_{с.г} = h_{эф} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_M - h), \quad (100)$$

$$h_{с.г.12} = h_{с.г.56} = 25,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 30) \cdot (50 - 30) = 21,92 \text{ м};$$

$$h_{с.г.23} = h_{с.г.45} = 25,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 30) \cdot (29,877 - 30) = 25,522 \text{ м};$$

$$h_{с.г.34} = 25,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 30) \cdot (24,069 - 30) = 26,562 \text{ м};$$

$$h_{с.г.16} = 25,5 - (0,17 + 0,0003 \cdot 30) \cdot (46,271 - 30) = 22,587 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_{031} \cdot \sqrt{1 - \frac{h_{лп}}{h_{эф}}}, \quad (101)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \sqrt{1 - \frac{16,7}{25,5}} = 10,77 \text{ м}$$

где  $h_{лп}$  – высота линейного портала

$$h_{лп} = 16,7 \text{ м} - \text{для } 220 \text{ кВ.}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \sqrt{\frac{h_{сз} - h_{лп}}{h_{сз}}}, \quad (102)$$

$$r_{cx12} = r_{cx56} = 31,2 \cdot \sqrt{\frac{21,92 - 16,7}{12,08}} = 7,43 \text{ м}$$

$$r_{cx23} = r_{cx45} = 31,2 \cdot \sqrt{\frac{25,522 - 16,7}{12,08}} = 10,78 \text{ м}$$

$$r_{cx34} = 31,2 \cdot \sqrt{\frac{26,562 - 16,7}{12,08}} = 11,584 \text{ м}$$

$$r_{cx16} = 31,2 \cdot \sqrt{\frac{22,587 - 16,7}{12,08}} = 8,132 \text{ м}$$

Подробный расчет приведен в приложении В. Результаты расчёта молниеотводов сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Результаты расчёта молниеотводов

Молниеотводы	$l_{m-m}$	$r_{c0}$	$r_x$	$h_{ce}$	$r_{cx}^{ln}$
1-2	50	31,2	10,77	21,92	7,43
2-3	29,877			25,522	10,78
3-4	24,069			26,562	11,584
4-5	29,877			25,522	10,78
5-6	50			21,92	7,43
1-6	46,271			22,587	8,132

#### 5.4 Анализ грозоупорности

Каждая электроустановка, предназначенная для генерации, передачи или распределении электроэнергии, имеет изоляцию соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, приложенное к установке может отличаться от номинального.

Превышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на внутренние и внешние (грозовые).

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Интенсивность грозовой деятельности характеризуется средним числом грозовых часов в году. Среднее число ударов молнии в 1 км<sup>2</sup> поверхности земли принимается равным 0,067 удара за грозовой час. Число ударов молнии за 100 грозовых часов в сооружение размерами А×В×Н рассчитывается по формуле:

$$n = 6.7 \cdot (A + 7H) \cdot (B + 7H) \cdot 10^{-6}, \quad (103)$$

$$n = 6.7 \cdot (184 + 7 \cdot 30) \cdot (150 + 7 \cdot 30) \cdot 10^{-6} = 0,64$$



Среднее число перекрытий изоляции подстанции вследствие прорывов молнии в зону защиты определяется:

$$\beta_1 = n \cdot P_{np} \cdot P_{пер} \cdot \frac{D_z}{100}, \quad (104)$$

где  $P_{np} = 0,005$  – вероятность прорыва молнии для зоны А в зону защиты молниеотводов;

$D_z = 50$  - число грозových часов в году;

$P_{пер}$  - вероятность перерыва изоляции ОРУ;

$$P_{пер} = e^{-0,04 \cdot I_{np.пер}}; \quad (105)$$

где  $I_{np.пер}$  - критический ток перекрытия изоляции;

$$I_{np.пер} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z}, \quad (106)$$

где  $U_{50\%} = 1250 \text{ кВ}$  – пятидесяти процентное разрядное напряжение гирлянды изоляторов с защитной арматурой при грозových импульсах, определяем по [8];

$z = 470 \text{ Ом}$  - волновое сопротивление провода с учетом короны, определяется по таблице П 16.2 [8].

$$I_{np.пер} = \frac{2 \cdot 1080}{470} = 4,595 \text{ Ом},$$

$$P_{пер} = e^{-0,04 \cdot 4,595} = 0,832 \text{ кА},$$

$$\beta_1 = 1,036 \cdot 0,005 \cdot 0,832 \cdot \frac{50}{100} = 1,33 \cdot 10^{-3},$$

Число обратных перенапряжений изоляции при ударе в молниеотвод:

$$\beta_2 = n \cdot P_{np} \cdot P_{обр} \cdot \frac{D_z}{100}, \quad (107)$$

где  $P_{обр}$  - вероятность обратных перекрытий изоляции при ударах в молниеотвод.

$$P_{обр} = e^{-0,04 \cdot I_{пер}}, \quad (108)$$

здесь  $I_{пер}$  - критический ток обратных перенапряжений изоляции.

$$I_{пер} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot L}{R_u}, \quad (109)$$

где  $L$  – высота подвеса линейной изоляции.

$$I_{пер} = \frac{1080 - 50 \cdot 16,5}{0,24} = 1,06 \text{ кА},$$

$$P_{обр} = e^{-0,04 \cdot 1,06} = 0,95;$$

$$\beta_2 = 0,64 \cdot 0,005 \cdot 0,95 \cdot \frac{50}{100} = 1,5 \cdot 10^{-3},$$

Вероятность обратных перекрытий изоляции вследствие набегания на нее опасных импульсов грозových перенапряжений за год:

$$\begin{aligned} \beta_3 = & 4 \cdot h_{mp} \cdot \left\{ P_\alpha + (1 - P_\alpha) \cdot \left( \frac{4 \cdot h_{он}}{L_{зн}} \cdot P_{он} \cdot \eta_1 + \right. \right. \\ & \left. \left. + \left( 1 - \frac{4 \cdot h_{он}}{L_{зн}} \right) \cdot P_{mp} \cdot \eta_2 \right) \right\} \cdot \frac{D_z}{100} \cdot \frac{m \cdot L_{он}}{100}, \end{aligned} \quad (110)$$

где  $m$  – число отходящих линий;

$L_{зн}$  – длина защищаемого подхода;

$h_{он}$  – высота опоры;

$\eta_l = 0,7$  - вероятность образования устойчивой дуги при пробое воздушной изоляции;

$P_\alpha$  - вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту;

$P_{on}$  - вероятность перекрытия изоляции опоры;

$h_{mp}$  - высота подвеса троса;

$P_{mp}$  - вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в трос в пролете;

$$\ln P_\alpha = \frac{\alpha \cdot \sqrt{h_{on}}}{90} - 4, \quad (111)$$

где  $\alpha = 20^\circ$  - угол защиты [21].

$$\ln P_\alpha = \frac{20 \cdot \sqrt{22,5}}{90} - 4 = -2,9$$

$$P_\alpha = 10^{-2,9} = 1,25 \cdot 10^{-3},$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{np.on}}, \quad (112)$$

где  $I_{np.on}$  - критический ток при ударе в вершину опоры.

$$I_{np.on} = \frac{U_{50\%}^+}{R_u + \delta \cdot h_{on}}, \quad (113)$$

где  $\delta = 0,3$  – (угол тросовой защиты) для линий с одним тросом.

$$I_{np.on} = \frac{1045}{0,497 + 0,3 \cdot 22,5} = 149,5 A$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot 149,5} = 2,5 \cdot 10^{-3}$$

$$\beta_3 = 4 \cdot 22,5 \cdot \{1,25 \cdot 10^{-3} + (1 - 1,25 \cdot 10^{-3}) \cdot (\frac{4 \cdot 22,5}{2000} \cdot 2,5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7 + (1 - \frac{4 \cdot 22,5}{2000}) \cdot 0,0068 \cdot 0,38)\} \cdot \frac{50}{100} \cdot \frac{8 \cdot 5}{100} = 0,05$$

Показателем грозоупорности станции служит число лет безаварийной работы, которое определяется по выражению:

$$M = \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3}, \quad (114)$$

$$M = \frac{1}{1,33 \cdot 10^{-3} + 1,5 \cdot 10^{-3} + 0,05} = 19 \text{ лет.}$$

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 6.1 Основные типы защит трансформаторов

Трансформаторы и автотрансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы и автотрансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой [13].

Силовой трансформатор имеет широкий диапазон характеристик и некоторые специальные свойства, которые усложняют его защиту. Выбор соответствующей защиты также обуславливается экономическими соображениями. Несмотря на то, что этот фактор не является единственным для силовых трансформаторов, его значимость определяется широким диапазоном номинальных данных силовых трансформаторов, используемых в системах передачи и распределения, который может варьироваться от нескольких кВА до нескольких сотен МВА. Трансформаторы с большими номинальными данными должны обеспечиваться наилучшей защитой.

### 6.2 Выбор защит автотрансформаторов

В соответствии с ПУЭ [1], для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах автотрансформатора ПС «Князе-Волконская» устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Также предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Кроме этого устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Защиту трансформатора выполняем на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Т».

Устройство «Сириус-Т» может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, резервной защитой силового трансформатора, газовой защитой и т.д.). Устройство «Сириус-Т» всегда находится в режиме слежения за подведенными токами. Оно производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов фазных токов  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  сторон высшего и низшего напряжений силового трансформатора. Устройство периодически измеряет мгновенные значения вторичных токов двух сторон трансформатора с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП). При измерениях осуществляется компенсация аperiodической составляющей, а также фильтрация высших гармоник входных сигналов. На основе снятых значений вычисляются дифференциальные и тормозные токи трех фаз.

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя.

### **6.3 Дифференциальная защита автотрансформаторов**

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала «Сириус-Т». Для этого проверим выбранные трансформаторы тока по

условиям установки. Для расчета дифференциальной токовой защиты трансформатора необходимо знать токи КЗ со всех сторон трансформатора.

В таблице 24 представлен выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока.

Таблица 24 – Выбор коэффициентов трансформации ТТ

Параметр	Формула	Результаты		
		ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток, А	$I_{перв} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U}$	$I_1=165 \text{ A}$	$I_2=331 \text{ A}$	$I_3=1039 \text{ A}$
Схема соединения ТТ		$\Delta$	$\Delta$	Y
Коэффициент схемы	$K_{cx}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации ТТ	$n_{уст}$	$\frac{300}{5}$	$\frac{800}{5}$	$\frac{1500}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{втор} = I_{перв} \cdot \frac{K_{cx}}{n_{уст}}$	4,763	3,583	3,463

Дифференциальную защиту необходимо отстроить:

1) от максимального тока небаланса, который определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{с.з.1} = k_{над} \cdot I_{н.б. max}, \quad (115)$$

где  $k_{над}$  – коэффициент надежности, который можно принять равным 1,3.

$$I_{н.б.маx} = (k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег}) \cdot I_{КЗ.внеш.маx}, \quad (116)$$

где  $k_a$  – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ, принимается  $k_a = 1$ ;

$k_{одн}$  – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимается  $k_{одн} = 1$ ;

$\varepsilon$  – погрешность ТТ, удовлетворяющих 10 % кратности ( $\varepsilon = 0,1$ );

$\Delta U_{рег}$  – шаг регулирования ( $\Delta U_{рег} = 0,16$ );

$I_{КЗ.внеш.маx}$  – максимальный ток трехфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения, приведенный к стороне высокого напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{КЗ.внеш.маx} = \frac{6734}{220/35} = 1071 \text{ А}$$

$$I_{н.б.маx} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 1071 = 278,46 \text{ А}$$

$$I_{с.з.1} = 1,3 \cdot 278,46 = 362 \text{ А}$$

2) от обрыва цепи в самой защите:

$$I_{с.з.2} = k_{над} \cdot I_{ном.ВН}, \quad (117)$$

$$I_{с.з.2} = 1,3 \cdot 165 = 214,5 \text{ А}$$

Производим предварительную проверку по чувствительности, для чего мы должны из двух токов срабатывания выбрать наибольший:

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.1}}$$



где  $I_{КЗ}^{(2)}$  – минимальный ток двухфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения, приведенный к стороне высокого напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{5832}{220/35} = 928 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{928}{362} = 2,566$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2 ( $k_{\text{ч}} \geq 2$ ). В данном случае требуемая чувствительность обеспечивается.

Принимаем ток срабатывания защиты равный 362 А ( $I_{\text{с.з.1}}$ ). Ток срабатывания реле рассчитаем по формуле:

$$I_{\text{втор}} = I_{\text{с.з.1}} \cdot \frac{k_{\text{сх.}\Delta}}{k_{\text{м.ВН}}}, \quad (118)$$

$$I_{\text{втор}} = 362 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{300} = 10,45 \text{ А}$$

Исполнительное реле срабатывает, если магнитодвижущая сила в сердечнике реле равна:

$$F_{\text{min}} = I_{\text{втор}} \cdot W = 100 \text{ А} \cdot \text{витков}$$

Зная это, мы можем определить расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле находилось на грани срабатывания при КЗ в зоне защиты:

$$W_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{min}}}{I_{\text{втор}}}, \quad (119)$$

$$W_{\text{расч}} = \frac{100}{10,45} = 9,569 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое меньшее число витков:

$$W_{уст}^{\wedge} = 9 \text{ ВИТКОВ.}$$

Определим расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле не сработало при внешних КЗ:

$$W_{расч}^{\wedge} = \frac{I_{втор.ВН} \cdot W_{уст}^{\wedge}}{I_{втор.СН}}, \quad (120)$$

$$W_{расч}^{\wedge} = \frac{4,763 \cdot 9}{3,583} = 11,964 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое число витков:  $W_{уст}^{\wedge} = 12$  ВИТКОВ.

На следующем этапе расчетов производится уточнение значения тока небаланса:

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{W_{расч}^{\wedge} - W_{уст}^{\wedge}}{W_{расч}^{\wedge}} \right| \cdot I_{КЗ.внеш.маx}, \quad (121)$$

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{11,964 - 12}{11,964} \right| \cdot 1071 = 3,223 \text{ А.}$$

Теперь найдем максимальное уточненное значение тока небаланса путем сложения двух его составляющих:

$$I_{н.б.маx.уточ} = I_{н.б.уточ} + I_{н.б.маx}, \quad (122)$$

$$I_{н.б.маx.уточ} = 3,223 + 278,46 = 281,683 \text{ А.}$$

Определяем  $I_{с.з.}$ , соответствующий принятому к установке числу ВИТКОВ.

$$I_{с.з.} = \frac{F}{W_{уст}^{\wedge}} \cdot \frac{k_{т.ВН}}{k_{сх.Δ}}, \quad (123)$$

$$I_{с.з.} = \frac{100}{12} \cdot \frac{300/5}{\sqrt{3}} = 384,9 \text{ А.}$$

Степень отстройки тока срабатывания от тока небаланса должен быть не менее 1,3:

$$k_{отстр} = \frac{I_{с.з.}}{I_{неб}}, \quad (124)$$

$$k_{отстр} = \frac{384,9}{281,683} = 1,366$$

Проверяем защиту по чувствительности, т.к. ток срабатывания защиты изменился:

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (125)$$

$$k_{ч} = \frac{928}{384,9} = 2,411$$

Коэффициент чувствительности больше 2, что удовлетворяет требованиям.

Функции защиты, выполняемые устройством:

- Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).
- Цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты.
- Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН.
- Контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.

- Входы отключения от газовой защиты трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа.
- Ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от сторон низшего и среднего напряжения (по дискретным входам, объединенным по условию «ИЛИ»). Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания.
- Внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН.
- Одна ступень ненаправленной МТЗ средней стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны среднего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ СН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны СН.
- Одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ НН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны НН.
- Защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

#### **6.4 Защита от перегрузки**

На трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал

посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

Устанавливается в трехобмоточных трансформаторах (автотрансформаторах) при двухстороннем питании – со стороны основного питания и со стороны обмотки, где питание отсутствует, а при трехстороннем питании – со всех трех сторон.

#### **6.5 Максимальная токовая защита**

Одним из наиболее характерных и четких признаков возникновения коротких замыканий, а также большинства других нарушений нормального режима работы является резкое увеличение тока, который в этих аварийных условиях становится значительно больше тока нагрузки. К максимальной токовой защите подводится через трансформаторы тока ток, проходящий по защищаемому трансформатору. При нормальных значениях тока нагрузки линии защита не действует, но когда ток увеличится и достигнет (или превысит) заранее установленную величину, защита придет в действие и отключит выключатель.

В автотрансформаторах, получающих питание с 2х сторон, МТЗ устанавливается на сторонах ВН и СН и подключается, как правило, к трансформаторам тока, встроенным во втулки на сторонах ВН и СН автотрансформаторов. На стороне СН защита выполнена трехступенчатой и направленной в сторону отходящих линий сети СН. Каждая ступень действует на отключение с двумя выдержками времени: с первой

отключается выключатель стороны СН, со второй — все выключатели автотрансформатора. На стороне ВН при наличии сборных шин или многоугольника защита также выполняется трехступенчатой и направленной в сторону отходящих линий сети ВН, т.е. аналогично защите стороны СН. При наличии на стороне ВН схемы мостика МТЗ от замыканий на землю на стороне ВН выполняется одноступенчатой и ненаправленной.

Токовые органы третьих ступеней земляных защит совместно с реле контроля непереключения фаз образует защиту от неполнофазного режима автотрансформатора.

При выводе из работы защит шин СН или ВН вводится оперативное ускорение по времени первой (или второй) ступеней защит от замыканий на землю. Защита действует последовательно на разделение систем (секций) шин, отключение выключателя на стороне установки защиты и отключение всех выключателей трансформатора.

#### **6.6 Газовая защита**

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным протеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Газовая защита очень чувствительна и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1 – 0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25% выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовая защита обязательно устанавливается на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, а также внутрицеховых понижающих трансформаторах, начиная с мощности 630 кВА. Допускается установка газовой защиты и на

трансформаторах от 1 до 4 МВА. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

## 7 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

### 7.1 Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ

На ОРУ 220 кВ электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу. Выбор оборудования и проверка его параметров по условиям появления ненормальных режимов работы при эксплуатации представлен в разделе 1 основной части диплома. Минимальные расстояния от токоведущих частей до оборудования, порталов и минимальные высоты на ОРУ 220 кВ представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Типовые расстояния установленные на ОРУ 220 кВ

Высота линейного портала, м	16,5
Высота шинного портала, м	11
Минимальное расстояние от земли до гибких проводов, м	4,7
Минимальная высота от проезжей части до токоведущих частей, м	6,550
Расстояние между фазами, м	4
Расстояния между линейными порталами, м	40,5
Расстояния между линейным порталом и разъединителем, м	3
Расстояния между разъединителем и выключателем, м	4
Ширина проезжей части, м	4



Расстояние от центра проезжей части до ближайшего оборудования не менее, м	5
--	---

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ. Локализация повреждений осуществляется путём снятия напряжения с электроустановки следующим образом: отключение выключателей со всех сторон электроустановки; расхождение подвижных контактов разъединителя (создание видимого разрыва); заземление электроустановки; устранение повреждения ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей. С обеих сторон цепи необходимо иметь видимый разрыв, а аппараты и токоведущие части заземлить;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования. Для этого на территории ОРУ предусмотрена проезжая часть (размеры см. в табл. 25). Для транспортировки силового оборудования (трансформатор, автотрансформатор, реактор) на территорию ОРУ существуют специальные подъезды со стороны установки оборудования.

При использовании открытых ножевых разъединителей или открытых ножевых отделителей для отключения и включения тока ненагруженных трансформаторов, зарядного или уравнивающего тока линий электропередачи, тока замыкания на землю расстояния между токоведущими частями и от токоведущих частей до земли должны соответствовать следующим требованиям:

1) разъединителями и отделителями напряжением 110-500 кВ независимо от климатических условий и степени промышленного загрязнения атмосферы при их наружной установке допускается отключать и включать ток холостого хода силовых трансформаторов и зарядные токи

воздушных и кабельных линий, систем шин и присоединений, которые не превышают значений, указанных в таблице 26.

Таблица 26 – Наибольшие токи отключаемые и включаемые разъединителями и отделителями 110-500 кВ

Номинальное напряжение, кВ	Тип отделителя, разъединителя	Расстояние между осями, X, м	Ток, А, не более	
			холостого хода	зарядный
220	ВР	3,5	3,0	1,0
		4,0	5,0	1,5
		4,5	8,0	2,0
	ГП	3,5	3,0	1,0
		4,0	5,0	1,5
		4,5	8,0	1,0

где ВР – разъединитель вертикальный рубящего типа;

ГП – разъединитель горизонтальный с подвижными контактами.

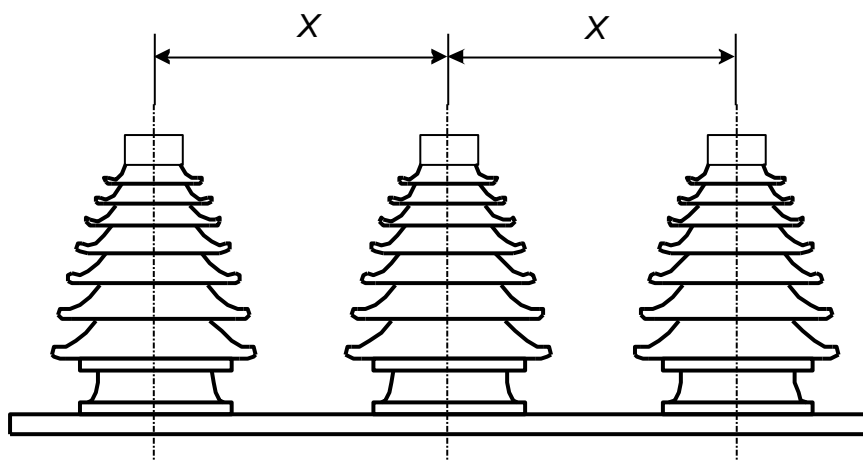


Рисунок 4 – Расстояние между осями разъединителя

2) разъединителями и отделителями напряжением 220 кВ при их внутренней установке со стандартными расстояниями между осями полюсов 3,5 м допускается отключать и включать токи холостого хода силовых (авто) трансформаторов при глухозаземленной нейтрали соответственно не более 4,2 и 2 А, а также зарядные токи присоединений не более 1,5 А;

3) у разъединителей и отделителей, установленных горизонтально, спуски из гибкого провода прокладывать полого во избежание переброски на

них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонталью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, должен быть не более 65°;

4) в электроустановках напряжением 220 кВ с разъединителями и отделителями в одной цепи отключение ненагруженного трансформатора, автотрансформатора, системы шин, линий электропередачи производить дистанционно отделителем, включение - разъединителем.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50 °С и выше; недоступные для прикосновения — до 70 °С и выше.

Во всех цепях РУ предусмотрена установка разъединяющих устройств (разъединители, отделители) с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения. Разъединители устанавливаются по обе стороны электрических цепей или аппаратов.

В ОРУ 110 кВ и выше предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений; габарит проезда должен составлять как минимум 4 м по ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не задеть высоковольтные провода, составляющую большую опасность для ремонтного персонала производящего ремонт оборудования. Для реконструируемых объектов расстояние допускается уменьшать, но не более чем на 25%.

Персонал, обслуживающий распределительное устройство, должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ высокого напряжения должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действий персонала.

## 7.2 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

В результате механического повреждения корпуса силового трансформатора возможно растекание масла по земле. Согласно ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Дно маслоприемника должно быть засыпано крупным чистым гравием или промытым гранитным щебнем, либо непористым щебнем другой породы с частицами от 30 мм до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений, 50 % масла и полное количество воды должно удаляться не более чем за 0,25 часа. Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли).

При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной не менее 3 мм или появлении растительности и в случае невозможности ее промывки, должна осуществляться полная или частичная замена гравия. Одновременно с промывкой гравийной засыпки на трансформаторах должна проверяться работа маслоотводов и заполнение аварийной емкости. Отчистка гравийной засыпки маслоприемника приводит к избежанию налипания на поверхности щебня осадков, атмосферных загрязнений, песка.

Отчистка производится горячим раствором каустической соды с помощью специально оборудованной моечной машины. Промывку гравия следует проводить при плюсовой температуре окружающей среды, только при снятом напряжении.

Бортовые ограждения маслоприемных устройств трансформаторов выполняются по всему периметру гравийной засыпки без разрывов высотой не менее 150 мм над землей.

Аварийная емкость для приема масла от трансформаторов проверяется не реже 2 раза в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов. Работы по регенерации трансформаторного масла, его осушке, чистке, дегазации должны выполняться с использованием защитной одежды и обуви.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства. Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы. Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования. При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании. Слив масла из трансформаторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке

маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора при аварии, согласно «Норм технического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ», предусмотрено сооружение под трансформатором маслосборных ям.

#### Пожаробезопасность

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений, если он не отключился от действия релейной защиты, и заземлен. Персонал должен вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения. Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара. Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями.

С точки зрения пожарной безопасности маслоприемные устройства под трансформаторами должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения. В пределах бортовых ограждений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться. При сильном загрязнении (заносами пыли, песка и т.п.) или замасливание гравия его промывка должна производиться, как правило, весной и осенью.

Для защиты ОРУ 220 кВ, используется следующая пожарная техника: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации,

огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

К автомобилям, используемым при пожаротушении, относятся пожарные автоцистерны, насосно-рукавные автомобили, автомобили пенного и порошкового тушения и т.п. Число и виды автомобильных средств, необходимых для тушения пожара на предприятии, определяют в зависимости от категории производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности; пожароопасных свойств материалов, используемых в производстве; особенностей развития возможного пожара и времени возможного прибытия автомобилей на объект.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ. При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара. Пены, применяемые для тушения пожара, представляют собой массу пузырьков газа, заключенных в тонкие оболочки жидкости. Растекаясь по горячей поверхности, пена изолирует ее от пламени, вследствие чего прекращается поступление паров в зону горения и охлаждение верхнего слоя. По составу пена может быть химической и воздушно-механической.

Химическую пену применяют для тушения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и других веществ, которые можно тушить водой. Используют ее главным образом в огнетушителях. Химическая пена образуется при смешивании растворенной в воде щелочи (с пенообразующими добавками) с кислотой. Разрушаясь при нагревании, она выделяет углекислый газ, который снижает концентрацию кислорода в зоне горения. Химическая пена значительно легче огнеопасных жидкостей, и

поэтому, плавая на поверхности, она преграждает выход паров горячей жидкости в зону горения и тушит пожар.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования. На ОРУ ящики с песком вместимостью 0,5 м<sup>3</sup> ставят у трансформаторов. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым. Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту. При быстром испарении углекислоты образуется снегообразная масса, которая, попадая в зону горения, снижает концентрацию кислорода, охлаждает горящее вещество. Ручные огнетушители типа ОУ конструктивно различаются вместимостью баллонов (соответственно 2,5 и 8 л). Они приводятся в действие вручную открыванием запорного вентиля путем вращения его против часовой стрелки. Через раструб газ подается на очаг пожара. Промышленностью выпускаются передвижные углекислотные огнетушители одно- и двухбаллонные вместимостью 40 и 80 л.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений. Работа порошковых огнетушителей основана на принципе выбрасывания огнетушащего порошка под действием сжатого воздуха, заключенного в баллончике, который присоединен к корпусу огнетушителя. Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок. Для обеспечения надежности огнетушителей при пожаре их необходимо подвергать периодической проверке и перезарядке.



## 8 ЭКОНОМИКА

В данной пункте проведем анализ стоимости реконструкции подстанции по укрупненным показателям. Произведем расчет капиталовложений в ПС.

Таблица 27 – Укрупненные стоимостные показатели реконструкции

Тип оборудования	Затраты	Величина затрат, тыс. руб.
АТДЦТН- 63000/220/110/35	2*16300	32600
Элегазовый выключатель 220 кВ	4*12500	50000
Элегазовый выключатель 110 кВ	2*7000	14000
Элегазовый выключатель 35 кВ	5*2000	10000
РТД-20/35	3600	3600
Постоянная часть затрат	35000	35000
Противоаварийная автоматика	1200	1200
Итого:		146400
Стоимость реконструкции ПС (с учетом сопутствующих затрат 21%)*3,73		660747

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР была реконструкция подстанции 220/110/35 кВ «Князе-Волконская». Дано обоснование необходимости реконструкции рассматриваемой в работе подстанции. Произведены расчеты всех необходимые данные для выбора и проверки нового электрооборудования на ПС. Произведен расчет и выбор устройств релейной защиты автотрансформаторов. В части безопасности и экологичности были описаны методы защиты окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом, рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции, описаны первичные средства пожаротушения. В экономической части была рассчитана величина затрат на реконструкцию подстанции по укрупненным показателям.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2002. – 192 с.
2. Инженерные расчеты систем безопасности труда и промышленной экологии/ Под общ. ред. А.Ф. Борисова, -Нижний Новгород: Вента-2, 2000. – 130 с.
3. Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок: Справочнк. - 2-ое изд.- М.; Спецтехника,2000.
4. Гурова Е.Ю. Пожарная безопасность: Практикум для студентов очной и заочной форм обучения. –Благовещенск: АмГУ, 2001.
5. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел / ОРГРЭС - М.: СПО Союзтехэнерго, 1995. - 87 с.
6. Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с.
7. Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А. А. Васильева. Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1990. – 616 с.
8. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. М.: Энергоатомиздат, 1988. – 564 с.
9. Правила устройства электроустановок / Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 461 с.
10. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – СПб.: Изд-во Деан, 2001. – 144 с.
11. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.

12. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.

13. Козулин В.С., Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

14. Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах / Минспецстроймонтаж СССР. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1992. - 192 с.

15. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 131 с.

16. Руководящие указания по релейной защите: Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчёты. – М.: Энергия, 1985. – 96 с.