

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

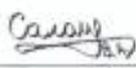
И.о. зав. кафедрой

  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« 16 » 06 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция устройств релейной защиты и автоматики подстанции Волково напряжением 110/35/10 кВ в связи с расширением распределительного устройства 110 кВ

Исполнитель  
студент группы 642-об1

  
\_\_\_\_\_ 16.06.2020  
ПОДПИСЬ, ДАТА

В.А. Соломкин

Руководитель  
доцент, канд.техн.наук

  
\_\_\_\_\_ 16.06.2020  
ПОДПИСЬ, ДАТА

А.Н. Козлов

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук

  
\_\_\_\_\_ 22.06.2020  
ПОДПИСЬ, ДАТА

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
\_\_\_\_\_ 26.06.2020  
ПОДПИСЬ, ДАТА

Н.С. Бодруг

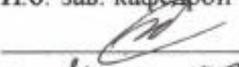
Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 24 » 03 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Соломкина Владислава Артемовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция устройств релейной защиты и автомата подстанции Волково напряжением 110/35/10 кВ в связи с расширением распределительного устройства 110кВ

(утверждено приказом от 23.03.20 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схемы, перемотки мощности, токи короткого замыкания на шинах подстанции 110/35/10 кВ Волково, полученные в ходе прохождения преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Обоснование необходимости реконструкции подстанции и характеристика района, расчет токов короткого замыкания и параметров схемы, выбор электрической схемы распределительного устройства 110 кВ, выбор и проверка оборудования распределительного устройства всех напряжений, расчет и описание заземляющего устройства и зоны молниезащиты, расчет установок микропроцессорных устройств релейной защиты шин 110 кВ, расчет уставок микропроцессорных устройств релейной защиты трансформатора, описание применяемых на подстанции устройств автоматики, вопросы экономики, вопросы безопасности и экологичности

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) однолинейная схема подстанции, токи короткого замыкания

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков А.Б. – консультант по части безопасности и экологичности

7. Дата выдачи задания 23.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич, доцент, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 23.03.2020

  
(подпись студента) ВА

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 102 с., 26 рисунков, 25 источников, 15 таблиц, 84 формулы.

ПОДСТАНЦИЯ, ОТКРЫТОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ОПН, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТОК, ЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе была проведена реконструкция устройств релейной защиты и автоматики подстанции 110/35/10 кВ «Волково» в связи с расширением распределительного устройства 110 кВ на две линейные ячейки, а также был произведен расчет контура заземления и молниезащиты подстанции. Были рассчитаны токи короткого замыкания, ударный ток и рабочие токи для проведения проверки электрического оборудования и уставок релейной защиты трансформатора. Сделан анализ экологичности и пожарной безопасности на подстанции.

Актуальности данной темы: реконструкция подстанции Волково связана с необходимостью ввода в работу мостового перехода и связанных с ним объектов (таможни, пункта досмотра и т.п.)

Во время выполнения выпускной квалификационной работы применялся пакет офисных приложений Microsoft Office Word, Microsoft Office Visio, а также ПК Math CAD 15.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Обоснование необходимости реконструкции подстанции Волково и характеристика района	9
1.1 Обоснование необходимости реконструкции ПС	9
1.2 Обоснование необходимости реконструкции устройств релейной защиты и автоматики	10
1.3 Характеристика района	10
2 Расчет токов короткого замыкания и параметров схемы	12
2.1 Расчет токов короткого замыкания	12
2.2 Расчет параметров схемы замещения ПС	15
3 Выбор электрической схемы распределительного устройства 110 кВ	20
4 Выбор и проверка оборудования распределительного устройства всех напряжений	22
4.1 Выбор и проверка выключателей 110 кВ	22
4.2 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ	26
4.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения 110 кВ	28
4.4 Проверка выключателей 35 кВ	30
4.5 Проверка разъединителей 35 кВ	31
4.6 Выбор и проверка ОПН 35 кВ	32
4.7 Проверка выключателей 10 кВ	35
4.8 Проверка ограничителей перенапряжения 10 кВ	36
4.9 Выбор и проверка трансформаторов тока 110, 35 и 10 кВ	37
4.10 Проверка трансформаторов напряжения 110, 35 и 10 кВ	39
4.11 Выбор и проверка гибких шин 110 кВ	44
4.12 Выбор и проверка жестких шин 10 кВ	47
5 Расчет и описание заземляющего устройства и зоны молниезащиты	49
5.1 Общее положение о заземление	49

5.2 Расчет заземления	50
5.3 Общее положение о молниезащите	54
5.4 Расчет молниезащиты	55
6 Расчет установок микропроцессорных устройств релейной защиты шин 110 Кв	57
6.1 Релейная защита распределительного устройства 110 кВ	57
6.2 Дифференциальная токовая защита шин 110 кВ	58
6.3 Максимальная токовая защита секционных выключателей 110 кВ	60
7 Расчет уставок микропроцессорных устройств релейной защиты трансформатора	62
7.1 Основные типы защит трансформаторов	62
7.2 Газовая защита трансформатора	63
7.3 Дифференциальная защита трансформатора	64
7.4 Дополнительные защиты трансформатора	71
7.5 Устройство управления выключателем	72
8 Описание применяемых на подстанции устройств автоматики	75
8.1 Устройство АПВ	75
8.2 УРОВ	77
8.3 АВР	78
8.4 АРКТ	79
9 Вопросы экономики	81
9.1 Расчет вакуумных выключателей	81
9.2 Расчет элегазовых выключателей	82
9.3 Сравнение и итог	83
10 Вопросы безопасности и экологичности	84
10.1 Безопасность	84
10.1.1 Требования к обслуживающему персоналу	84
10.1.2 Основные электрозащитные средства	85
10.1.3 Безопасность при проверке и обслуживании устройств РЗиА	86
10.2 Экологичность	87

10.2.1 Требования экологической безопасности к подстанциям	88
10.2.2 Воздействие электроэнергетической подстанции на окружающую среду	88
10.2.3 Акустические шумы	89
10.3 Чрезвычайные ситуации	92
10.3.1 Пожарная безопасность на подстанции	92
10.3.2 Пожарные щиты первичных средств пожаротушения	93
10.3.3 Огнетушители	94
10.3.4 Вспомогательные средства и инвентарь	98
Заключение	100
Библиографические ссылки	101

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – Воздушная линия;

КЗ – Короткое замыкание;

ОРУ – Открытое распределительное устройство;

ОПН – Ограничитель перенапряжений нелинейный;

ПС – Подстанция;

РЗ – Релейная защита;

МП – Микропроцессор;

МТЗ – Максимальная токовая защита;

АПВ – Автоматическое повторное включение;

АПВ КС – АПВ с контролем синхронизма;

АПВ УС – АПВ с улавливание синхронизма.

## ВВЕДЕНИЕ

Главными составляющими для электрических систем, которые обеспечивают потребителей электроэнергией, являются: качество, надёжность, экономичность, экологичность и безопасность. В выполнение этих условий также большую роль играют устройства релейной защиты.

Любая релейная защита и автоматика, являясь одной из самых важных составляющих любой энергосистем, должна отвечать следующему ряду требований:

- быстродействие;
- селективность;
- надёжность;
- чувствительность.

Для обеспечения электроснабжения автомобильного пункта пропуска (АПП) Кани-Курган пограничного мостового перехода через реку Амур (Хэйлунцзян) предусмотреть проектирование и строительство ПС 110 кВ «Мост». Мощность нагрузки – 8 МВт.

Для обеспечения подключения планируемой к строительству двухцепной ЛЭП 110 кВ «Волково» – Мост №1 и №2 протяженностью 16 км выполнить реконструкцию ПС 110/35/10 кВ Волково в следующем объеме:

1. Расширение РУ-110 кВ на две линейные ячейки и монтаж выключателя в секционной ячейке 110 кВ, для приведения схемы РУ 110 кВ ПС 110/35/10 кВ Волково к типовой схеме №110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»;
2. Реконструкция устройств РЗА в части оснащения дифференциальной защитой шин 110 кВ.

# 1 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ ВОЛКОВО И ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

## 1.1 Обоснование необходимости реконструкции ПС

Группа компаний «СК МОСТ» реализует проект по строительству пограничного мостового перехода через реку Амур (Хейлунцзян) в районе городов Благовещенск (РФ) и Хэйхэ (КНР) (Рисунок 1).

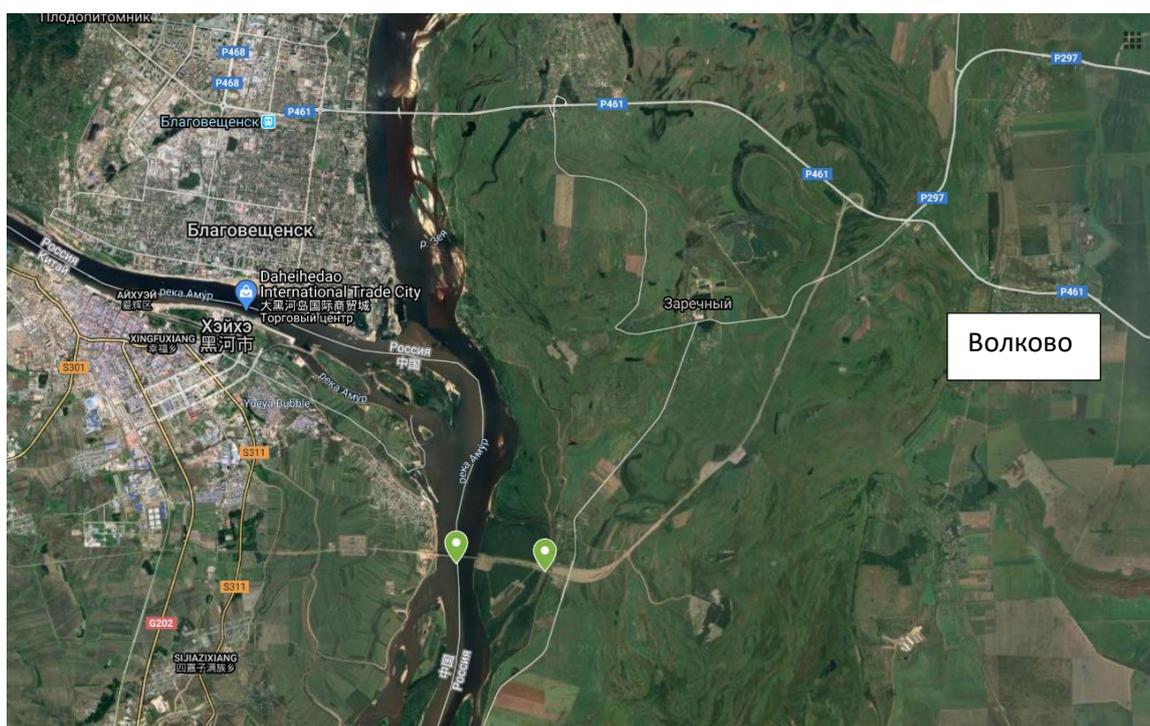


Рисунок 1 – Расположение моста

Выбранная для реконструкции релейной защиты и автоматики подстанция 110/35/10 кВ «Волково» будет соединена в электрическую цепь с помощью двухцепной ЛЭП 110 кВ с будущей подстанцией 110 кВ «Мост» расстояние между двумя подстанциями равно 16 километров.

Обоснованием реконструкции данной подстанции 110/35/10 кВ «Волково» является следующее:

Так как заявленная мощность нагрузки автомобильного пункта пропуска 8 МВт, ПС 110/35/10 кВ «Волково» самый подходящий вариант. Но строительство нескольких ВЛ 10 кВ или 6 кВ протяженностью 16 км не имеет смысла из-за больших потерь, малой передаваемой мощности, количества требуемых линий, а также с точки зрения экономической части это будет не выгодно.

Опираясь на вышеперечисленные факторы было принято решение по проектированию ПС 110 кВ «Мост», которая будет получать электроэнергию от ПС 110/35/10 кВ «Волково» по двухцепной ЛЭП 110 кВ.

## **1.2 Обоснование необходимости реконструкции устройств релейной защиты и автоматики.**

При новом строительстве, техническом перевооружении, модернизации или реконструкции объектов электроэнергетики, проектными решениями должна предусматриваться, и реконструкция устройств РЗА.

В данном случае задача поставлена на реконструкцию подстанции, которая включает в расширение подстанции на две линейные ячейки. В связи с этим необходима установка двух линейных выключателей, а также требуется связь между первой и второй секцией сборных шин, которая будет осуществлена при помощи секционного разъединителя и выключателя.

С точки зрения надежности, реконструкция РЗА, возможно, существенно повысит надежность схемы системы.

## **1.3 Характеристика района**

Климат Амурской области резко континентальный с муссонными чертами. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удалённость территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов.

В Благовещенске январские температуры варьируют от  $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-27\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Бывают морозы до  $-44\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Лето на юге области тёплое. Здесь проходят изотермы от  $18\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $21\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В представленной ниже таблице 1 сводятся данные СНиП 23-01-99 об климатических условиях и нормативной глубины промерзания грунта в районе ПС «Волково» и проектируемой ПС «Мост».

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	Расчётная величина
Район по ветру	III
Давление, Па	650
Среднегодовая температура воздуха, °С	12
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	20
Нормативная глубина промерзания крупнообломочных грунтов, м	2,96
Нормативная глубина промерзания суглинки и глины, м	2,01
Нормативная глубина промерзания песка мелкого, супеси, м	2,44
Нормативная глубина промерзания песка крупного, гравелистого, м	2,62
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом·м	43,62
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом·м	61

## 2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ

### 2.1 Расчет токов короткого замыкания

Короткое замыкание — это непреднамеренное соединение двух точек электрической цепи с различными значениями потенциала.

Короткое замыкание, как правило возникает вследствие нарушения изоляции токоведущих элементов в результате соприкосновения между собой.

В результате короткого замыкания в сети возникает ток большой величины, значительно превышающий допустимый ток, приводящий к разрушению этого участка, если не сработает защита.

В электрических сетях различают следующие виды коротких замыканий:

- замыкание фазы на корпус или землю (однофазное);
- замыкание между собой двух фаз (двухфазное);
- замыкание двух фаз между собой и на землю;
- замыкание трех фаз между собой (трехфазное).

От короткого замыкания может возникнуть электрическая дуга, которая может привести к пожару, нарушить функционирование энергосистемы, вызвать тяжелые системные аварии.

В случае замыкания проводов воздушной линии, может привести к обрыву проводов и замыкания их на землю. В зоне обрыва возникает опасность поражения человека «напряжением шага».

Для защиты от короткого замыкания обычно принимают следующие меры:

- в электросистеме устанавливают токоограничивающие реакторы;
- используют распараллеливание электрических цепей;
- применяют понижающие трансформаторы с расщепленной обмоткой;
- применяют отключающее оборудование, то есть быстродействующие автоматические выключатели, плавкие предохранители и т.д.

В практике проектирования и эксплуатации современных подстанций, сетей и систем расчеты токов короткого замыкания необходимы для выбора и проверки аппаратуры и элементов электрических установок (шины, изоляторы, коммутационная аппаратура и т.п.), для проектирования, настройки и регулировки схем релейной защиты элементов электрической установки от аварийных токов, для выбора средств и методов ограничения аварийных токов.

При расчете токов КЗ аналитическим методом следует по исходной расчетной схеме составить соответствующую схему замещения. Расчетная схема, как правило, включает в себя все элементы электроустановки (в частности подстанции) и примыкающей части энергосистемы.

Расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента электроустановки в зависимости от того, когда для него создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ (рисунок 2).

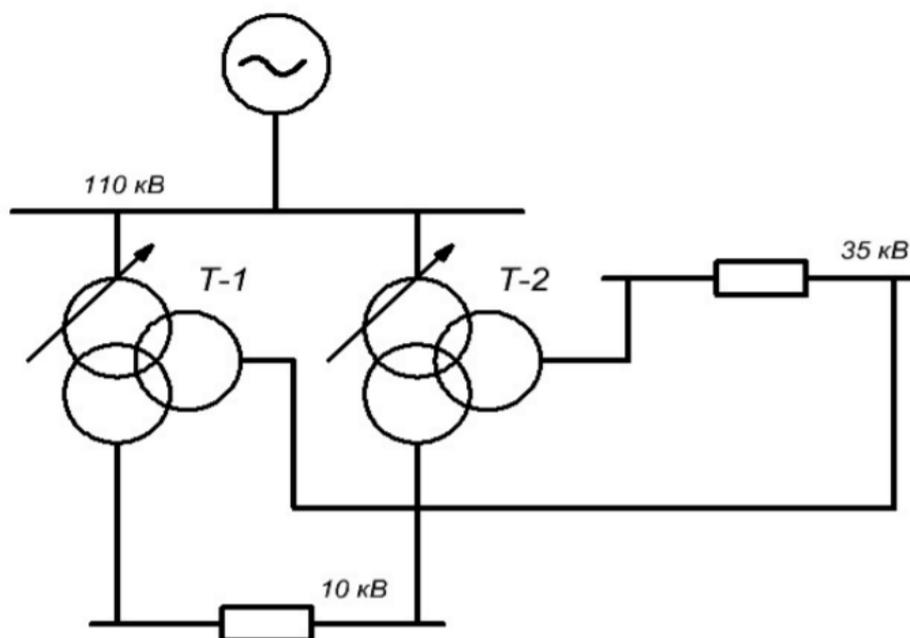


Рисунок 2 – Исходная схема подключения подстанции 110/35/10 кВ Волково к энергосистеме

Составляется исходная эквивалентная схема замещения прямой последовательности (рисунок 3).

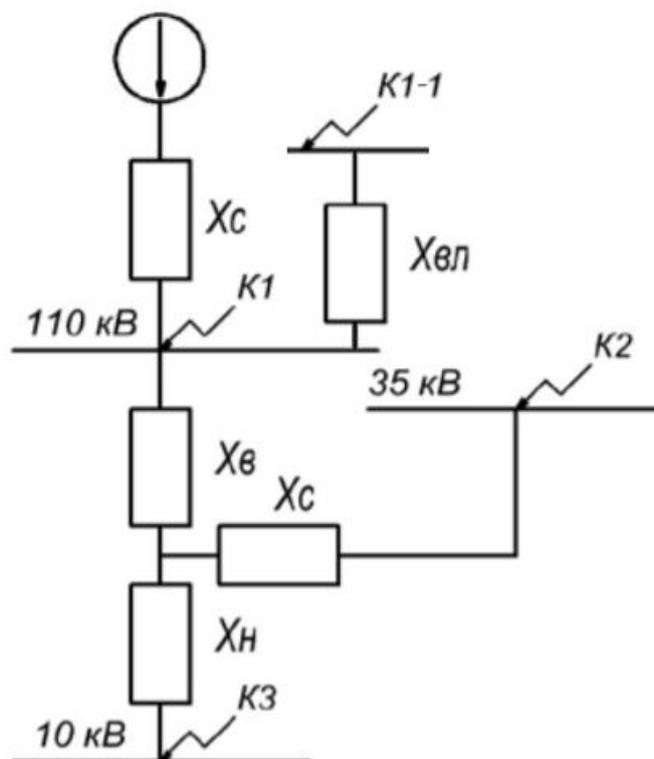


Рисунок 3 – Схема замещения прямой последовательности для расчета токов короткого замыкания

Расчеты проводятся с использованием системы относительных единиц. Также, учитываются допущения, допускаемые «Руководящими указаниями по расчету токов короткого замыкания» [1]:

- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;
- не учитывать влияние активных сопротивлений различных элементов исходной расчетной схемы на ток короткого замыкания, если активная составляющая не превышает 30% от индуктивной составляющей.

Принимается базисное напряжение  $U_6 = 115$  кВ. Намечаются расчетные точки короткого замыкания – K1 на шинах 110 кВ, K2 на шинах 35 кВ, K3 на шинах 10 кВ.

Ток трехфазного КЗ, приведенный к напряжению  $U_{cp} = 115$  кВ, задан на шинах 110 кВ:

– в максимальном режиме:  $I_{max} = 8,9$  кА.

## 2.2 Определение параметров схемы замещения

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{U_{cp,норм}}{\sqrt{3} \cdot I_c}, \quad (1)$$

где  $X_c$  – сопротивление системы, Ом;

$U_{cp,норм}$  – среднее приведенное напряжение, кВ;

$I_c$  – ток трехфазного КЗ на шинах системы, кА.

Сопротивление ВЛ определяется по формуле:

$$X_{вл} = X_{уд} \cdot L, \quad (2)$$

где  $X_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

$L$  – длина линии, км.

Сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$X_{тр} = \frac{U_k^{\%} \cdot U_6^2}{100 \cdot S_{ном}}, \quad (3)$$

где  $U_k^{\%}$  – напряжение короткого замыкания силового трансформатора;

$S_{ном}$  – номинальная мощность силового трансформатора, МВ·А;

$U_6$  – принятое базовое напряжение, кВ.

Сопротивление трансформатора рассчитывается только для среднего положения РПН силового трансформатора.

Производим расчет параметров схемы замещения системы.

Исходные данные:

T1, T2 – ТДТН 10000/110

$S_H = 10$  МВА;  $U_{кз} = 10,5\%$ ,  $17,5\%$ ,  $6,5\%$ .

ВЛ, АС – 120/27,  $x_0 = 0,4$  Ом/км,  $L=16$  км.

Расчёт токов короткого замыкания от ПС «Мост».

Принимаем  $S_{\delta} = 1000$  МВА,  $U_{\delta 1-\delta 3} = 115/37/10,5$  кВ

Базисный ток ступени короткого замыкания.

$$I_B = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (4)$$

$$I_{B1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5 \text{ кА.},$$

$$I_{B2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,4 \text{ кА.},$$

$$I_{B3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

Расчёт сопротивления системы:

$$X_{\text{сис}} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{\delta}}, \quad (5)$$

$$X_{\text{сис}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 8,9 \cdot 115} = 0,564 \text{ о. е.}$$

Расчёт сопротивления ВЛ:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_0 \cdot l_{\text{ВЛ}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}, \quad (6)$$

$$X_{\text{ВЛ}} = 0,4 \cdot 16 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,484 \text{ о. е.}$$

Расчёт сопротивления силового трансформатора:

$$X_B = 0,5 \left( \frac{u_{кзВ-С} + u_{кзВ-Н} - u_{кзС-Н}}{100} \right) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \quad (7)$$

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

$$X_C = 0,5 \left( \frac{u_{кзВ-С} + u_{кзС-Н} - u_{кзВ-Н}}{100} \right) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \quad (8)$$

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

$$X_H = 0,5 \left( \frac{-u_{кзВ-С} + u_{кзС-Н} + u_{кзВ-Н}}{100} \right) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \quad (9)$$

$$X_H = 0,5 \left( \frac{17,5 - 10,5 + 6,5}{100} \right) \cdot \frac{1000}{10} = 6,72 \text{ о. е.}$$

Относительно К1-1:

$$X_{ЭКВ1-1} = X_{СИС} + X_{ВЛ}, \quad (10)$$

$$X_{ЭКВ1-1} = 0,564 + 0,484 = 1,048 \text{ о. е.}$$

Относительно К1:

$$X_{ЭКВ1} = X_{СИС}, \quad (11)$$

$$X_{ЭКВ1} = 0,564 \text{ о. е.}$$

Относительно К2:

$$X_{ЭКВ2} = X_{СИС} + X_B + X_C, \quad (12)$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = 0,564 + 10,75 + 0,25 = 11,654 \text{ о. е.}$$

Относительно КЗ:

$$X_{\text{ЭКВ3}} = X_{\text{СИС}} + X_{\text{В}} + X_{\text{Н}}, \quad (13)$$

$$X_{\text{ЭКВ3}} = 0,564 + 10,75 + 6,72 = 18,034 \text{ о. е.}$$

Начальная периодическая составляющая тока короткого замыкания.

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E_{\text{с}}}{X_{\text{ЭКВ}}} \cdot I_{\text{б}}, \quad (14)$$

где  $E_{\text{с}} = 1$ ,

$$I_{\text{ПО1-1}} = \frac{1}{1,048} \cdot 5 = 4,771 \text{ кА.},$$

$$I_{\text{ПО1}} = \frac{1}{0,564} \cdot 5 = 8,865 \text{ кА.},$$

$$I_{\text{ПО2}} = \frac{1}{11,654} \cdot 15,4 = 1,321 \text{ кА.},$$

$$I_{\text{ПО3}} = \frac{1}{18,034} \cdot 55 = 3,05 \text{ кА.}$$

Мгновенное амплитудное значение ударного тока короткого замыкания.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}} \right) = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} K_{\text{уд}}, \quad (15)$$

$$\text{где } K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}}, \quad (16)$$

$K_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент, б.р.;

$Ta$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока

КЗ (выбирается по справочнику).

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 8,865 \cdot 1,72 = 21,654 \text{ кА.},$$

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 1,321 \cdot 1,61 = 3,008 \text{ кА.},$$

$$i_{удз} = \sqrt{2} \cdot 3,05 \cdot 1,6 = 6,901 \text{ кА.}$$

Действующие значения

$$I_y = I_{по} \sqrt{1 + 2(K_{уд} - 1)^2}, \quad (17)$$

$$I_{y1} = 8,865 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 12,652 \text{ кА.},$$

$$I_{y2} = 1,321 \cdot \sqrt{1 + 2(1,61 - 1)^2} = 1,745 \text{ кА.},$$

$$I_{y3} = 3,05 \cdot \sqrt{1 + 2(1,6 - 1)^2} = 4 \text{ кА.}$$

Все расчеты токов короткого замыкания ПС «Волково» сводятся в таблице 2.

Таблица 2 – Сводная таблица расчета токов короткого замыкания

Место короткого замыкания	$U_{ср}$ , кВ	$I_6$ , кА	$I_{по}$ , кА	$i_y$ , кА	$I_y$ , кА
К1	115	5	8,865	21,654	12,652
К2	37	15,4	1,321	3,008	1,745
К3	10,5	55	3,05	6,901	4

### 3 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА 110 кВ

Электрическая схема распределительного устройства должна приниматься с таким условием, чтобы она обеспечивала надежность, перспективу развития, производство ремонта и безопасность при функционировании. В данной работе для распределительного устройства 110 кВ выбираем схему с одной рабочей секционированной выключателем системой шин (рисунок 4).

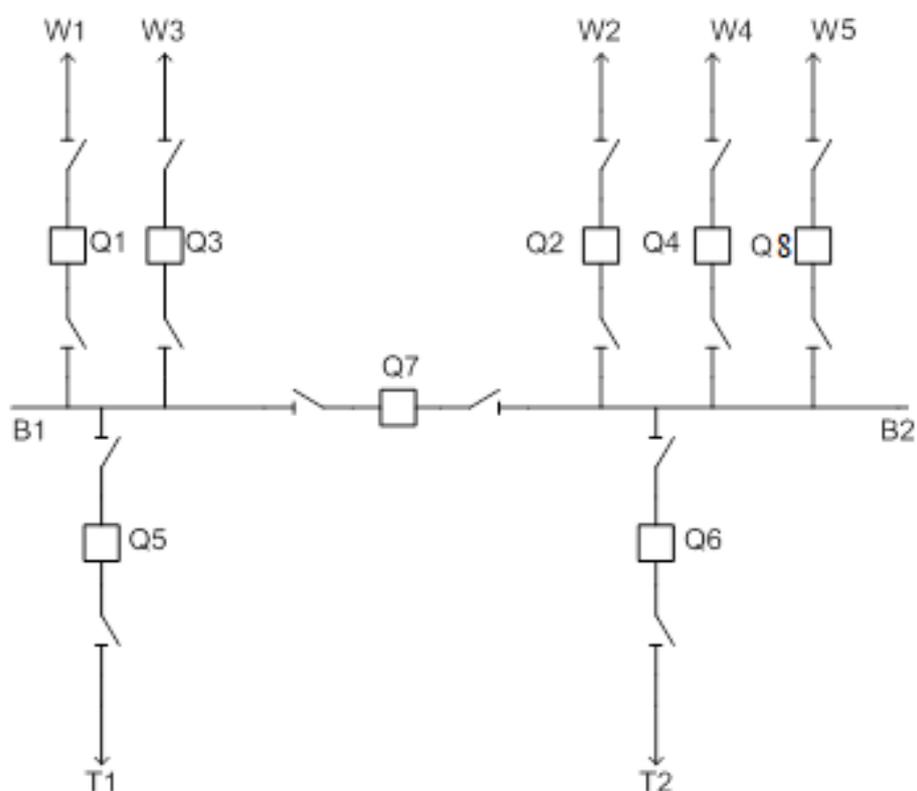


Рисунок 4 – Схема одна рабочая секционированная выключателем система шин

Такая схема применяется для электростанций и подстанций 110-220 кВ. В нормальном режиме работы секционный выключатель отключен. При исчезновении напряжения на одной секции СВ автоматически включается действием устройства АВР. Секционный выключатель может быть включен оператором, если по какой-либо причине выводится из работы один ввод от ис-

точника. Схема позволяет при этом сохранить питание всех подключенных линий к потребителям. Так как потребители подключаются парными линиями к разным секциям, вывод в ремонт одной секции также не приводит к нарушению электроснабжения потребителей.

Операции с разъединителями допускаются только при отключенном выключателе соответствующего присоединения.

Достоинство рассматриваемой схемы с одной системой сборных шин:

1. Простота РУ, что практически исключают ошибочные операции с разъединителями. Тем не менее, предусматриваются блокирующие устройства, препятствующие неправильным операциям.

2. Низкая стоимость.

Недостатки ее следующие:

1. Профилактический ремонт сборных шин и шинных разъединителей связан с отключением всего устройства на время ремонта:

2. Ремонт выключателей и линейных разъединителей связан с отключением соответствующих присоединений, что нежелательно, а в некоторых случаях недопустимо;

3. Короткое замыкание в зоне сборных шин приводит к полному отключению РУ;

4. То же самое имеет место в случае внешнего замыкания и отказа выключателя соответствующего присоединения.

Чтобы избежать полного отключения РУ при замыкании в зоне сборных шин и обеспечить возможность их ремонта по частям, прибегают к секционированию сборных шин, т. е. разделению их на части.

Секционирование должно быть выполнено так, чтобы каждая секция имела источники энергии (генераторы, трансформаторы) и соответствующую нагрузку. Присоединения распределяют между секциями так, чтобы вынужденное отключение одной секции не нарушало электроснабжения потребителей.

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ВСЕХ НАПРЯЖЕНИЙ

### 4.1 Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Выключатель - это механический коммутационный аппарат, способный включать, проводить и отключать токи при нормальном состоянии цепи, а также включать, и автоматически отключать токи в указанном аномальном состоянии цепи.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее КЗ.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования: надежное отключение любых токов, быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения. Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток и номинальное напряжение.

Определяются расчетные токи продолжительного режима:

Номинальный ток силового трансформатора:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (18)$$

где  $S_{\text{ном.тр}}$  – номинальная мощность силового трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, расчетной стороны силового трансформатора, кВ.

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 53 \text{ А.}$$

Наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима силового трансформатора:

$$I_{max} = 1,4 \cdot I_{ном.тр}, \quad (19)$$

$$I_{max(p)} = 1,4 \cdot 53 = 74 \text{ А.}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в расчетных точках для энергосистем равна расчетному максимальному 3-х фазному току короткого замыкания для точек К1 составляет  $I_{y1} = I_{кз} = 12,652$  (кА).

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания, определяется по формуле:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot e^{-\tau/Ta} \quad (20)$$

где  $\tau$  – расчетное время, для которого требуется определить аperiodическую составляющую тока короткого замыкания, вычисляется как:

$$\tau = t_{с.в} + t_{р.з}, \quad (21)$$

где  $t_{с.в}$  – собственное время отключения выключателя, для вакуумного выключателя 110 кВ оно равно 0,045;

$t_{р.з}$  - время срабатывания быстродействующих защит, для современных защит оно равно 0,01 с.

$$\tau = 0,045 + 0,01 = 0,055 \text{ с,}$$

где  $Ta$  – постоянная времени, для сборных шин 110 кВ при мощности силового трансформатора до 32 МВ·А,  $Ta = 0,03$  с.

Для К1 в максимальном режиме:

$$i_{a(p)} = \sqrt{2} \cdot 12,652 \cdot 0,16 = 2,863 \text{ кА.}$$

Полный тепловой импульс короткого замыкания определяется по формуле:

$$B_K = I_{кз}^2 \cdot (t_{откл} + Ta), \quad (22)$$

где  $I_{кз}$  – ток 3-х фазного короткого замыкания в расчетной цепи;  
 $t_{откл}$  – время отключения (действие тока короткого замыкания), которое складывается из времени действия основной релейной защиты;  
( $t_{р.з} = 0,01$  с) данной цепи и полного времени отключения выключателя;  
( $t_{о.в} = 0,05$  с) цепи;  
 $Ta$  – постоянная времени 0,03 с.  
 $B_k = 12,652^2 \cdot (0,01 + 0,05 + 0,03) = 14,407 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .  
Выбирается вакуумный выключатель ВРС-110-31,5/2500УХЛ1.

Таблица 3 – Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном(р)} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном(р)} < U_{ном}$
$I_{max(р)} = 74 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{max(р)} < I_{ном}$
$I_{кз} = 12,652 \text{ кА}$	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{кз} < I_{откл}$
	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{кз} < I_{вкл}$
	$I_{пред.скв} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{кз} < I_{пред.скв}$
$i_{уд} = 21,654 \text{ кА}$	$i_{пред.скв} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пред.скв}$
$i_{а(р)} = 2,863 \text{ кА}$	$i_{а(ном)} = 17,819 \text{ кА}$	$i_{а(р)} < i_{а(ном)}$
$B_k = 14,407 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение;  
 $I_{ном}$  – номинальный ток;  
 $I_{откл}$  – номинальный ток отключения;  
 $I_{вкл}$  – номинальный ток включения;  
 $I_{пред.скв}$  – предельный сквозной ток (действующее значение);  
 $i_{пред.скв}$  – предельный сквозной ток (мгновенное значение);  
 $I_{тер}$  – нормированный ток термической стойкости;  
 $t_{тер}$  – время термической стойкости электрического аппарата;  
 $i_{а(ном)}$  – апериодическая составляющая тока короткого замыкания.

$$i_{а(ном)} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta}{100} \cdot I_{откл}, \quad (23)$$

где  $\beta$  – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей,  $\beta = 40 \%$ .

$$i_{a(\text{ном})} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 31,5 = 17,819 \text{ кА.}$$

Выбранный выключатель удовлетворяет всем заданным условиям.

Колонковый выключатель ВРС-110 с пружинным приводом наружной установки является первым вакуумным выключателем 110 кВ с одним разрывом на фазу (рисунок 3). Выключатели ВРС-110 предназначены для коммутации электрических высоковольтных цепей напряжением 110 кВ с частотой 50 Гц при нормальных и аварийных режимах работы в сетях трехфазного переменного тока с заземленной нейтралью.

Колонковые выключатели ВРС-110 применяются для комплектации открытых распределительных устройств 110 кВ трансформаторных подстанций. Выключатель имеет цельнолитые полюса с кремнийорганической изоляцией. В полюсах используются вакуумные камеры. Пружинный привод обеспечивает возможность ручного включения и отключения выключателя. Шкаф управления приводом расположен сбоку от корпуса выключателя.

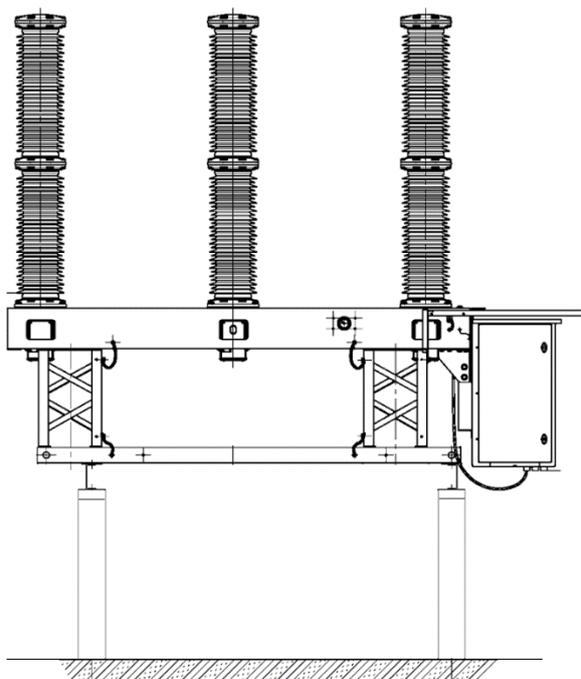


Рисунок 3 - Внешний вид вакуумного выключателя марки ВРС-110

Преимущества ВРС-110 перед элегазовыми выключателями:

- стабильное состояние контактной группы ВРС-110 сохраняется на протяжении всего срока эксплуатации, а диэлектрические свойства элегазаснижаются (из-за накопления продуктов разложения в коммутационной камере при нарастании числа коммутаций);
- коммутационный ресурс 10 000 циклов, что в 2 раза больше, чем у элегазовых аппаратов;
- не нуждаются в техническом обслуживании до истечения 10 000 коммутационных циклов;
- минимальные сроки монтажа (6-8 часов) и минимальные затраты на монтаж;
- являются экологически чистым и не требуют дополнительных затрат на утилизацию, как элегазовые выключатели;
- надежность вакуумного выключателя выше, чем у элегазового;
- возможность эксплуатации в условиях низких температур (до - 60° С) без дополнительного обогрева;

#### **4.2 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ**

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать, электроустановки, отдельные аппараты от сети, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта. Помимо этого, основного назначения разъединители используют также для других целей, поскольку их конструкция это позволяет, а именно:

1. Для отключения и включения не нагруженных силовых трансформаторов небольшой мощности и линий ограниченной длины при строго ограниченных условиях.
2. Для переключений присоединений РУ с одной системы сборных шин на другую без перерыва тока.
3. Для заземления отключенных и изолированных участков системы с помощью вспомогательных ножей, предусматриваемых для этой цели.

Выбор разъединителей на стороне 110 кВ.

Проверяем находящиеся в эксплуатации разъединители РНДЗ-16-110/1000.

Таблица 4 – Выбор разъединителей на стороне 110 кВ.

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ(р)}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ(р)}} < U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{max(р)}} = 74 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{max(р)}} < I_{\text{НОМ}}$
$i_{\text{уд}} = 21,654 \text{ кА}$	$i_{\text{пред.скв}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} < i_{\text{пред.скв}}$
$B_{\text{к}} = 14,407 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 4$ $= 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} < I_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}$

Находящиеся в эксплуатации разъединители РНДЗ-16-110/1000 полностью удовлетворяют условиям и не нуждаются в замене.

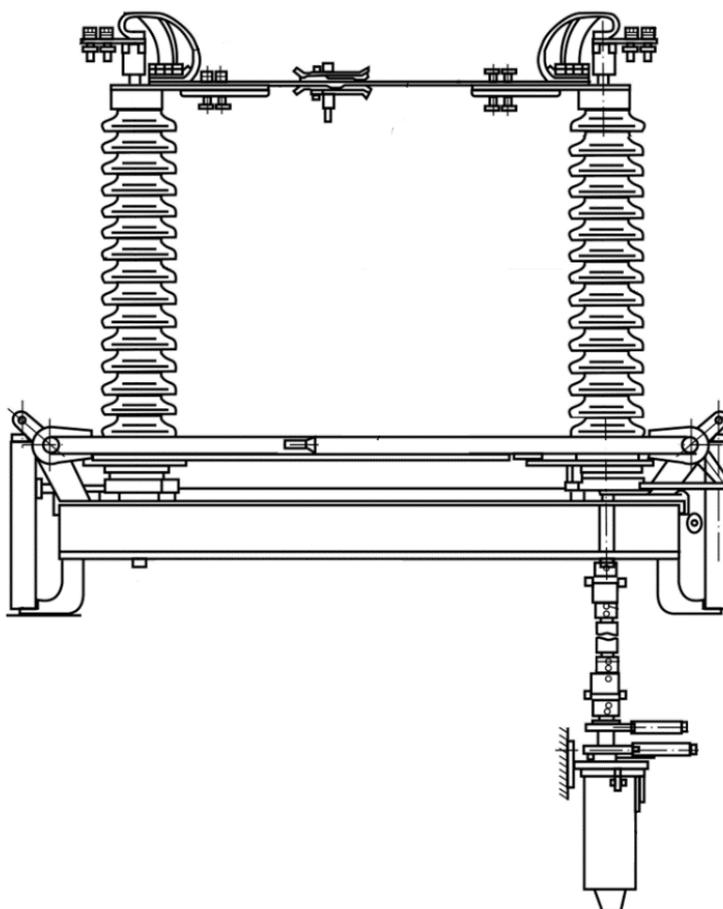


Рисунок 5 - Внешний вид разъединителя марки РНДЗ-16-110/1000

### 4.3 Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ

Одним из наиболее опасных аварийных режимов в электрических сетях является импульсный скачок напряжения при атмосферных разрядах, перехлесте линий или коммутационных операциях. Эта величина значительно опережает нарастание импульсного тока и воздействует на изоляцию электрооборудования и других устройств, поэтому классические автоматы и другие защиты, реагирующие на изменение номинального тока, против нее не эффективны.

Основными аппаратами, защищающими от перенапряжений, долгие годы являлись вентильные разрядники. Но они морально и конструктивно устарели, и еще в конце прошлого века начали вытесняться ограничителями перенапряжений. Поэтому вентильные разрядники уже сняты с производства, а использующиеся в большинстве случаев отслужили свой нормативный срок и к ним на замену пришли ограничители перенапряжения (ОПН)

Значение перенапряжения может в разы превышать номинальную рабочую величину, поэтому такое явление подвергает опасности все оборудование и элементы сети. Для предотвращения значительных убытков и последующих затрат на восстановление в электроустановках используются ограничители перенапряжения.

По сравнению с вентильными разрядниками ограничители перенапряжений обладают следующими преимуществами:

- глубоким уровнем ограничения всех видов перенапряжений;
- отсутствием сопровождающего тока после затухания волны перенапряжения;
- простотой конструкции и высокой надежностью в эксплуатации;
- стабильностью характеристик и устойчивостью к старению;
- оборудования системы электроснабжения буровых установок, погружных электродвигателей, станков-качалок, компрессорных и насосных станций, другого оборудования предприятий нефте- и газодобычи;
- малыми габаритами, весом и стоимостью.

Выбираем ограничитель перенапряжений ОПНп-110/550/88-10-III-УХЛ1.

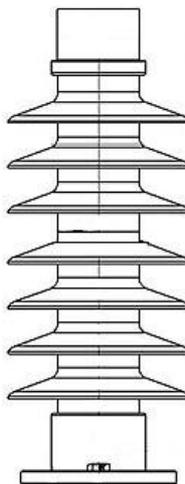


Рисунок 6 – Внешний вид ограничителя перенапряжения ОПНп-110/550/88-10-III-УХЛ1.

Технические характеристики:

- класс напряжения сети 110 кВ;
- номинальный разрядный ток 10000 А;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение 88 кВ.

Условия выбора ограничителя перенапряжения приведены в таблице 4.

Таблица 5 – Условия выбора ограничителя перенапряжения

Условия выбора	Данные сети	Данные аппарата
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

Проверка ОПН по условиям взрывобезопасности.

Номинальный взрывобезопасный ток в соответствии с п. 3 [8] должен быть больше:

$$I_{\text{вб}} > 1,20 \cdot I_{\text{кз}} \quad (24)$$

$$1,20 \cdot I_{\text{кз}} = 1,2 \cdot 8,865 = 10,6$$

Для ОПН-У-110/84-2УХЛ1  $I_{\text{вб}} = 40 \text{ кА}$ .

$$40 \text{ кА} > 10,6 \text{ кА}$$

Выбранные ограничители перенапряжения удовлетворяют всем заданным условиям.

#### 4.4 Проверка выключателей 35 кВ

Проверка выключателей производится по номинальному напряжению сети, номинальному току, отключающей способности, электродинамической и термической стойкости.

Номинальный ток силового трансформатора:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ А.}$$

Наибольший ток послеаварийного режима силового трансформатора:

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

Составляющая тока короткого замыкания в расчетных точках для энергосистем равна расчетному максимальному 3-х фазному току короткого замыкания для точки К2 составляет:  $I_{y2} = I_{кз} = 1,745 \text{ (кА.)}$ .

Таблица 6 – Проверка выключателей на стороне 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном(р)}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max(р)}} = 231 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{кз}} = 1,745 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 200 \text{ кА}$
	$I_{\text{вкл}} = 52 \text{ кА}$
	$I_{\text{пред.скв}} = 10 \text{ кА}$

С учетом этих данных масляной выключатель ВМД-35 удовлетворяет требованию и замене не подлежит.

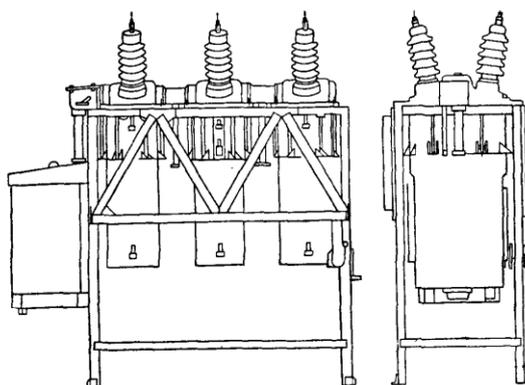


Рисунок 7 – Внешний вид выключателя ВМД-35

#### 4.5 Проверка разъединителей 35 кВ

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, основное назначение, которого – создавать видимый разрыв и изолировать, электроустановки, отдельные аппараты от сети, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, с учетом: напряжения, тока, стойкости при токах КЗ.

Разъединители предназначены для видимого отделения участка электрической сети на время ревизии или ремонта оборудования, для создания безопасных условий работы этого разъединители комплектуются блокировкой включенного (отключенного) положения и заземляющими ножами, исключающими подачу напряжения на выведенный в ремонт участок сети. В том числе разъединители применяются для переключения присоединений с одной системы шин на другую, в электроустановках с несколькими системами шин.

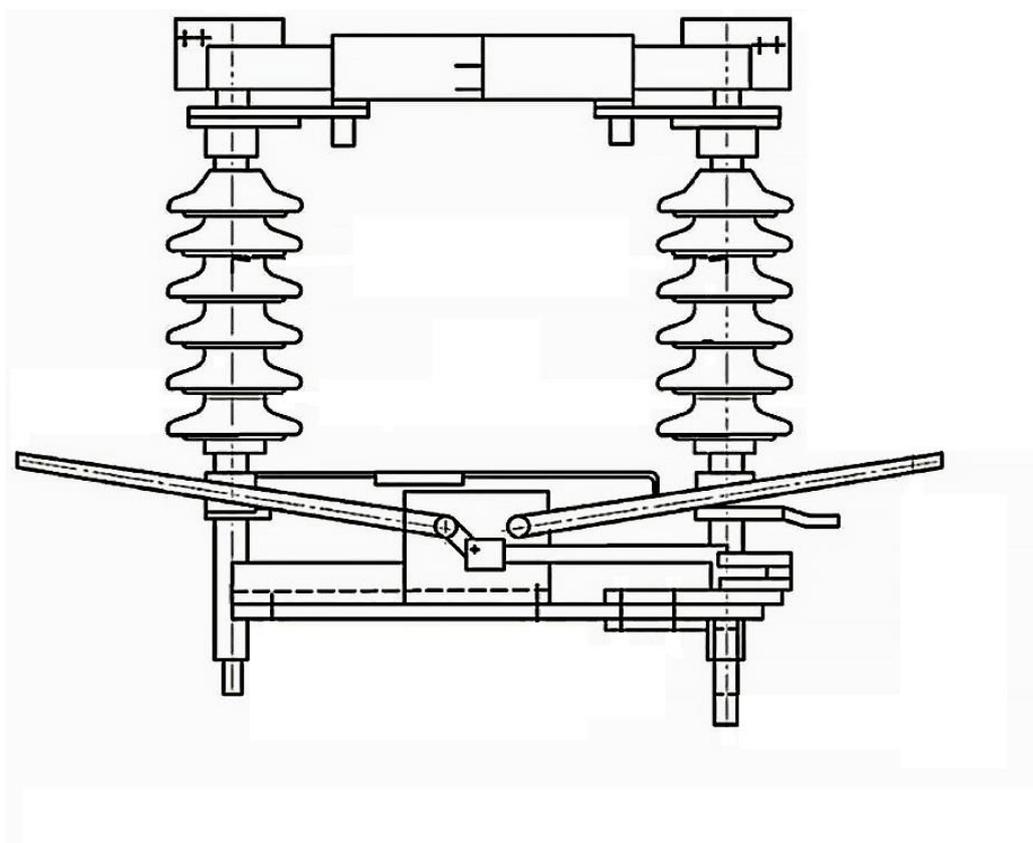


Рисунок 8 – Внешний вид разъединителя марки РНДЗ-26-35/1000

Параметры рабочего разъединителя РНДЗ-26-35/1000:

- номинальный ток 1000 А;
- ток термической стойкости 25 кА;
- ток электродинамической стойкости 63 кА;
- время короткого замыкания главных ножей 3 с;
- допустимое тяжение проводов 500 Н.

Таблица 7 – Условия выбора разъединителей

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном(р)}$	$U_{ном}$	$U_{ном(р)} < U_{ном}$
$I_{max(р)}$	$I_{ном}$	$I_{max(р)} < I_{ном}$
$i_{уд}$	$i_{пред.скв}$	$i_{уд} < i_{пред.скв}$
$B_k$	$I_{тер} \cdot t_{тер}$	$B_k < I_{тер} \cdot t_{тер}$

Находящиеся в эксплуатации разъединители РНДЗ-26-35/1000 полностью удовлетворяют условиям и не нуждаются в замене.

#### 4.6 Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Разрядники РВС-35 вентильные предназначены для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока частотой 50 Гц. Изготавливались для сетей с любой системой заземления нейтрали.

Основными аппаратами, защищающими от перенапряжений, долгие годы являлись вентильные разрядники. Но они морально и конструктивно устарели, и еще в конце прошлого века начали вытесняться ограничителями перенапряжений. Необходимо иметь в виду, что вентильные разрядники уже сняты с производства, а использующиеся в большинстве случаев отслужили свой нормативный срок.

Выбирается ограничитель перенапряжений ОПНп-35/550/40,5-10-III-У1.

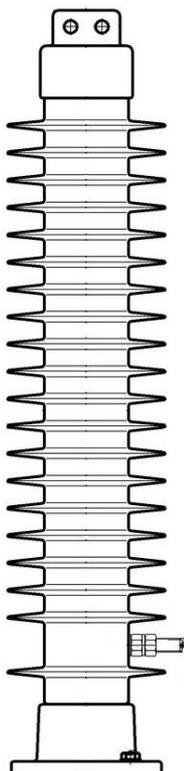


Рисунок 10 – Внешний вид ограничителя перенапряжения ОПНп-35/550/40,5-10-III-У1.

Условия работы ограничителя:

- ограничитель предназначен для работы на открытом воздухе;
- рабочая температура от  $-60\text{ C}$  до  $+40\text{ C}$ ;
- установка над уровнем моря – до 1000м;

Устойчивость ОПН к взрывному разрушению определяется током короткого замыкания:

- при токах КЗ в 40кА – не более 0,02 с;
- при токах КЗ в 800 А – не более 2с.

Краткая характеристика внешней изоляции ОПНп-35/550:

- предельное напряжение грозового разряда в течение 1,2/50 мкс не меньше – 190 кВ;
- предельное напряжение промышленной частоты в течении 1 мин. не меньше – 80 кВ.

Длина пути утечки тока:

- ограничители, изготовленные для III степени загрязнённости - не меньше 3,1 см/кВ;
- ограничители, изготовленные для IV степени загрязненности - не меньше 3,5 см/кВ;
- по договоренности с закупщиком ограничителей высота его для III степени загрязненности может быть снижена на 4 см (длина пути КЗ- не меньше 2,7 см/кВ);
- пятидесяти процентное разрядное напряжение в условиях загрязненности и увлажнения - не больше 42 кВ;
- изоляция ограничителя выполнена из высокопрочного полимерного материала, который устойчив к трекинг-эрозии, а также к воздействию влаги.
- механическая нагрузка на ОПНп от тяжения проводов в горизонтальной плоскости не более – 300 Н;
- группа требований по эксплуатации в условиях вибростойкости - М6;
- значение частичных разрядов в ограничителе при напряжении  $1,05 \times U_{\text{ндр}}$ ;
- не более 10 пКл, где  $U_{\text{ндр}}$  наибольшее продолжительное допустимое Напряжение.

Срок эксплуатации ограничителей/вероятность безаварийной работы - 0,98 – не меньше 30 лет.

Технические характеристики:

- класс напряжения сети 35 кВ;
- номинальный разрядный ток 10000 А;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение 40,5 кВ.

Таблица 8 – Условия выбора ограничителя перенапряжения

Условия выбора	Данные сети	Данные аппарата
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

Выбранные ограничители перенапряжения удовлетворяют всем заданным условиям

#### 4.7 Проверка выключателей 10 кВ

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока в любых режимах.

Выбор выключателя ячейки ввода.

Определяются расчетные токи продолжительного режима:

Номинальный ток силового трансформатора:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 578 \text{ А.}$$

Наибольший ток послеаварийного режима силового трансформатора:

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot 578 = 809 \text{ А.}$$

Составляющая тока короткого замыкания в расчетных точках для энергосистем равна расчетному максимальному 3-х фазному току короткого замыкания для точки К2 составляет:  $I_{\text{уз}} = I_{\text{кз}} = 4 \text{ (кА)}$ .

Проверяем установленный выключатель ВМП-10

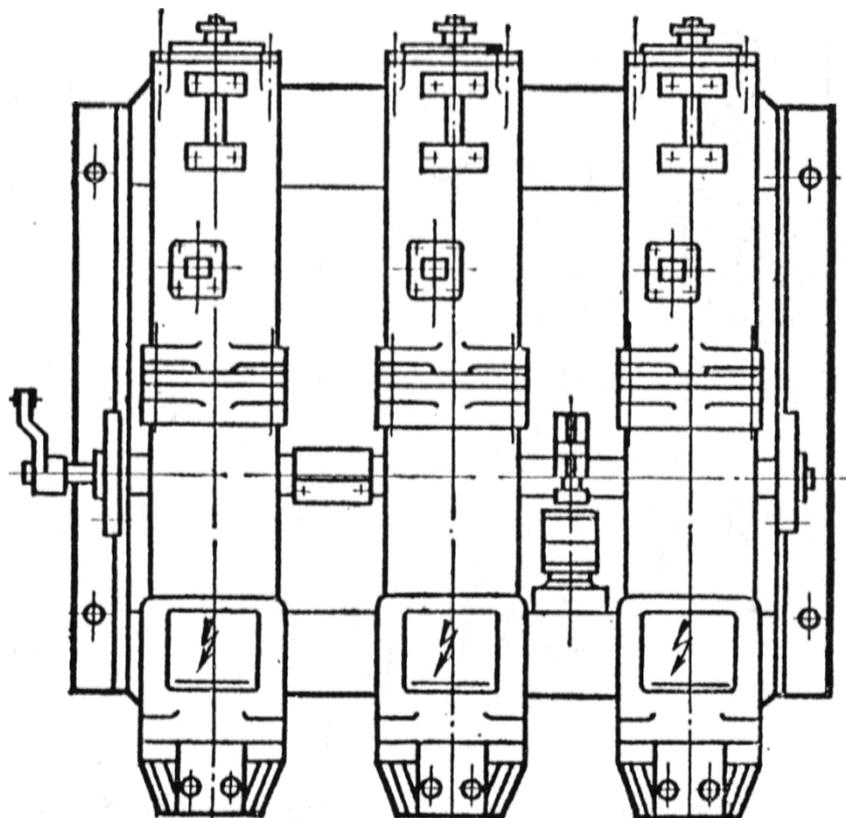


Рисунок 10 – Внешний вид выключателя ВМП-10

Выключатели типа ВМП-10 относятся к типу маломасляных и представляют собой трехполюсный коммутационный аппарат, предназначенный для работы в закрытых установках переменного тока высокого напряжения частотой 50 гц.

Таблица 9 – Проверка выключателей на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном(р)}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max(р)}} = 809 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{кз}} = 4 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$
	$I_{\text{вкл}} = 52 \text{ кА}$
	$I_{\text{пред,скв}} = 20 \text{ кА}$

Выбранные выключатели удовлетворяют всем заданным условиям.

#### 4.8 Проверка ограничителя перенапряжения 10 кВ

В данной сети установлен ограничитель перенапряжений марки ОПН-10.

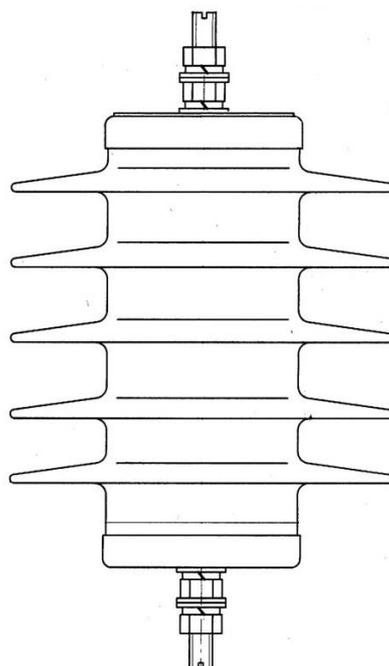


Рисунок 10 – Внешний вид ограничителя перенапряжений ОПН-10

Технические характеристики:

- класс напряжения сети 10 кВ;
- номинальный разрядный ток 10000 А;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение 12,7 кВ.

Таблица 10 – Условия выбора ограничителя перенапряжения

Условия выбора	Данные сети	Данные аппарата
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

Выбранные ограничители перенапряжения удовлетворяют всем заданным условиям.

#### 4.9 Выбор и проверка трансформатора тока 110, 35 и 10 кВ

Трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала измерительным приборам и устройствам защиты и управления, для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в комплектных устройствах внутренней и наружной установок переменного тока.

Трансформаторы тока выбираются:

– по напряжению установки:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ; (25)

– по току:  $I_{\text{max}} \leq I_{1\text{ном}}$ . (26)

Принимаем для установки на шинах 110 кВ трансформатор тока типа Т0Л-110.

– по напряжению установки:  $110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$ ;

– по току:  $74 \text{ А} \leq 100 \text{ А}$ .

Условия выбора трансформатора тока выполняются.

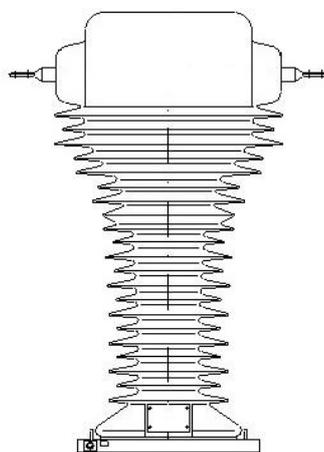


Рисунок 11 – Внешний вид трансформатора тока Т0Л-110

Параметры трансформатора тока ТОЛ-110:

- номинальное напряжение, кВ – 110;
- наибольшее рабочее напряжение, кВ – 126;
- номинальная частота, Гц – 50;
- номинальный первичный ток, А – 100;
- номинальный вторичный ток, А – 5.

На стороне 35 кВ выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЩ-35.

- по напряжению установки:  $35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}$ ;
- по току:  $231 \text{ А} \leq 300 \text{ А}$ .

Условия выбора трансформатора тока выполняются.

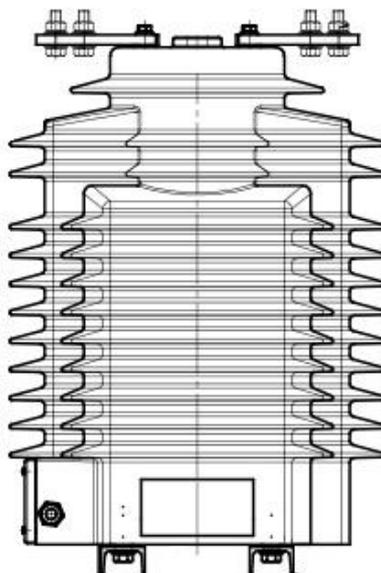


Рисунок 12 – Внешний вид трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35

Параметры трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-35:

- номинальное напряжение, кВ – 35;
- наибольшее рабочее напряжение, кВ – 40,5;
- номинальная частота, Гц – 50;
- номинальный первичный ток, А – 300;
- номинальный вторичный ток, А – 5.

На стороне 35 кВ уже установлен трансформатор тока марки ТОЛ-СЭЩ-35, проверяем его:

- по напряжению установки:  $10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$ ;
- по току:  $809 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$ .

Условия выбора трансформатора тока выполняются.

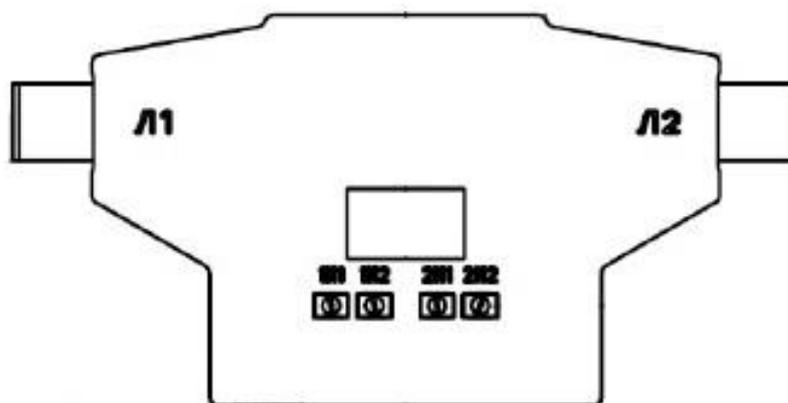


Рисунок 13 – Внешний вид трансформатора тока ТТЛ-10

Параметры трансформатора тока ТТЛ-10:

- номинальное напряжение, кВ – 10;
- наибольшее рабочее напряжение, кВ – 12;
- номинальная частота, Гц – 50;
- номинальный первичный ток, А – 1000;
- номинальный вторичный ток, А – 5.

#### **4.10 Выбор и проверка трансформатора напряжения 110, 35 и 10 кВ**

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартной величины 100 или  $100/\sqrt{3}$  и для отделения цепей измерения от первичных цепей высокого напряжения. Трансформатор напряжения работает в режиме, близкому к холостому ходу, так как сопротивление параллельных катушек приборов и реле большое, а ток, потребляемый ими, не велик.

Трансформатор напряжения проверяем по условию вторичной нагрузки:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (27)$$

где  $S_{2\Sigma}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности, ВА;

$S_{2\text{ном}}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

На линия 110 кВ и 35 кВ установлены трансформаторы напряжения НКФ-110 и НАМИ-35 соответственно.

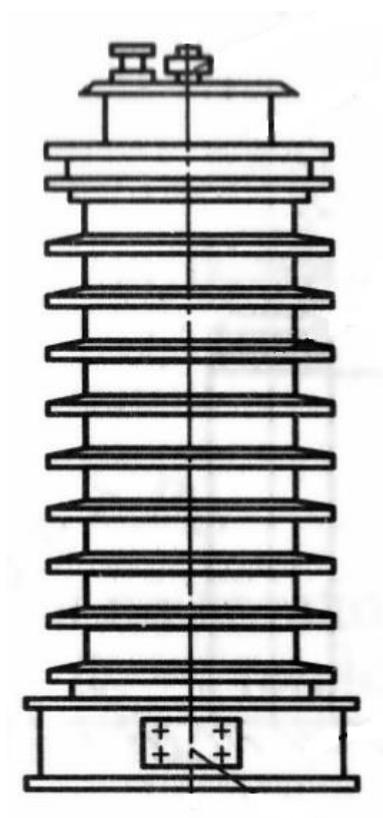


Рисунок 14 – Внешний вид трансформатора напряжения НКФ-110

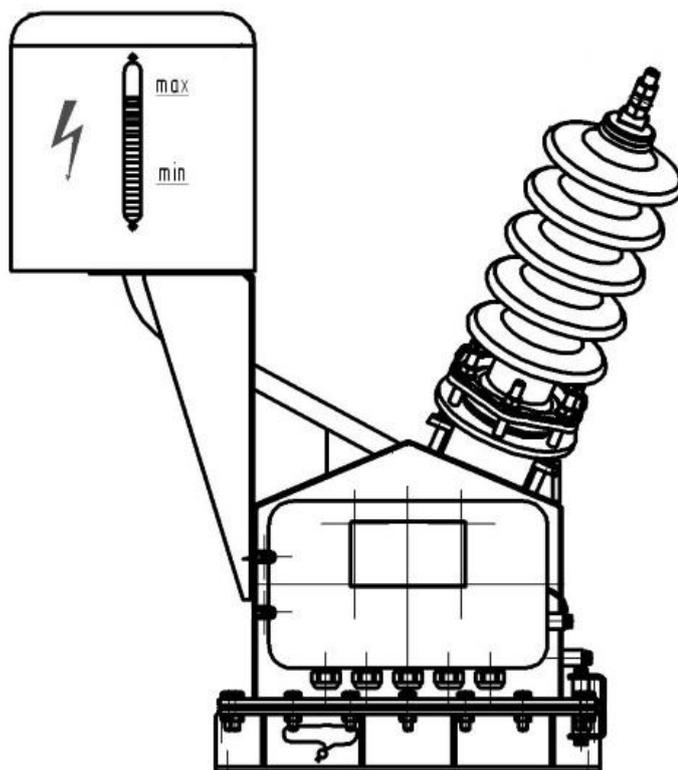


Рисунок 15 – Внешний вид трансформатора напряжения НАМИ-35

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	$S_{общ}, \text{ВА}$	Число обмоток	Cos	Sin	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Ват	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-355	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии	И-674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счетчик реактивной энергии	И-673	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Частотометр	Э-352	3	1	1	0	1	3	-
Сумма:							23	29

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (28)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{23^2 + 29^2} = 37 \text{ ВА.}$$

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Прибор	Тип	$S_{\text{общ}}$ , ВА	Число обмоток	Cos	Sin	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Ват	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-355	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии	И-674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счетчик реактивной энергии	И-673	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Частотомер	Э-352	3	1	1	0	1	3	-
Сумма:							23	29

Установленные трансформаторы напряжения НКФ-110 и НАМИ-35 имеет номинальную мощность 200 ВА и 100 ВА в классе точности 0,5. Следовательно условие вторичной нагрузки выполняется, трансформаторы будут работать в выбранном классе точности.

Из обширного перечня трансформаторов напряжения установлен трансформатор напряжения марки НТМИ-10 (рисунок 16), к которому присоединяются измерительные приборы и приборы контроля изоляции. Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на стороне 10 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: вольтметр, вольтметр фазный, фазомер, частотомер.

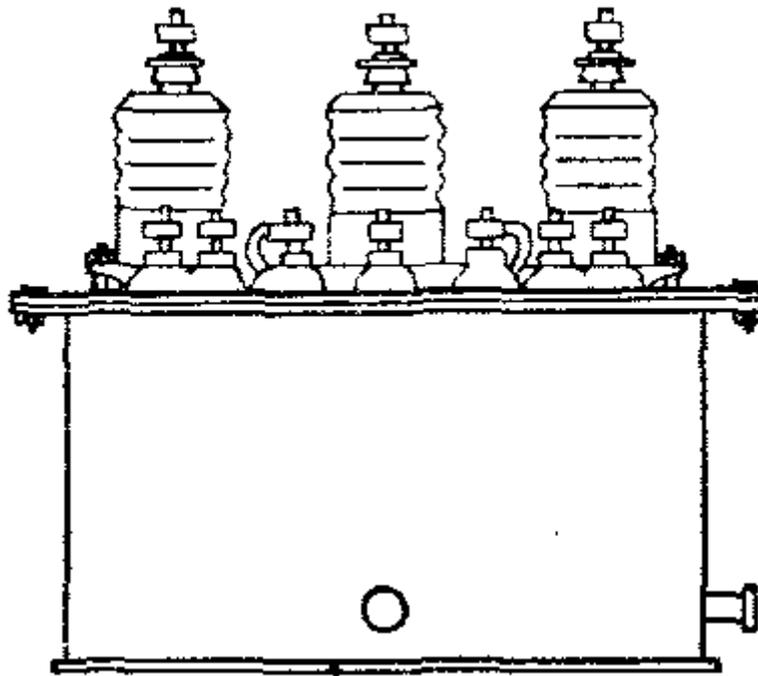


Рисунок 16 – Внешний вид трансформатора напряжения НТМИ-10

Трехфазные трансформаторы напряжения масляные типа серии НТМИ применяются для глобального изменения напряжения переменного тока для последующего питания измерительных приборов, систем защиты, сигнализации в цепях автоматики изолированной нейтралью. Агрегат позволяет контролировать состояние изоляционных слоев в сети.

Емкость трансформатора является металлической конструкцией. На крышке предусмотрены крюки, позволяющие транспортировать и устанавливать прибор на выделенной территории. Внизу конструкция имеет пробку для масла. Здесь установлен болт заземления. Сверху агрегата находятся выходы ВН, НН. Отверстие для доливки масляного охладителя находится здесь же, закрывается пробкой.

Трансформатор категории НТМИ наделен стальным сердечником. Контур катушек медный.

Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 12.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	$S_{общ}$ , ВА	Число обмоток	Cos	Sin	Число приборов	Общая по- требляемая мощность	
							P, Ват	Q, Вар
Вольт- метр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии	И-674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счетчик реактив- ной энер- гии	И-673	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Сумма:							17	19

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{17^2 + 19^2} = 25 \text{ ВА.}$$

Установленный трансформатор напряжения НТМИ-10 имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, 75 ВА. Следовательно, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

#### 4.11 Выбор и проверка жестких шин 110 кВ

В последние годы значительное количество ОРУ 110-500 кВ выполняется с жесткой ошиновкой, которая позволяет создать компактные и экономичные распределительные устройства, занимающие меньшую площадь, имеющие более низкое расположение шин, высоту порталов,

чем в ОРУ с гибкой ошиновкой. Благодаря этому сокращается длина контрольных и силовых кабелей, дорог, облегчается очистка изоляторов, ремонт шинных конструкций, улучшается обзор шин и аппаратов. При использовании жесткой ошиновки снижается трудоемкость монтажных работ. На основе конструкций с жесткими шинами созданы конструкции высокой заводской готовности, в том числе, компактные модули и комплектные ПС. Все это позволяет сократить сроки сооружения РУ.

В РУ 110 кВ ошиновка выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ

Для установки на подстанции «Волково» выбирается жесткая ошиновка на класс напряжения 110 кВ (ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки) сечением одной полосы  $q = 180 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 520 \text{ А}$ .

Определяем расчетные типы продолжительных режимов:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 0,7, \quad (35)$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (36)$$

где  $S_{\text{ном.тр}}$  — номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 0,7 = 36,78 \text{ А},$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,6 \text{ А}.$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току.

Проверяем шины по условию нагрева в продолжительном режиме:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (37)$$

$$73,6 \text{ А} < 520 \text{ А}.$$

Проверяем шины на термическую устойчивость:

$$q_{min} \leq q \quad (38)$$

где  $q_{min}$  – минимальное сечение по термической стойкости, определяемое

по формуле:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (39)$$

где  $B_K$  – импульс квадратичного тока:

$$B_K = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a), \quad (40)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения КЗ, равное 0,25 с;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей трехфазного тока КЗ, равная 0,1 с;

$I_{по}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ, суммарное от всех источников.

$$B_K = 11,915^2 \cdot (0,25 \cdot 0,03) = 1,065 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$C$  – функция, значение которой равно:

$$C = 91 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}.$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{1,065 \cdot 10^6}}{91} = 11,341 \text{ мм}^2.$$

$$11,341 \text{ мм}^2 < 180 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, шины термически стойкие.

Проверка шин на механическую прочность.

$$\sigma_{max} = 2,2 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-8}, \quad (41)$$

где  $l$  – длина между изоляторами, принято равной 2 м;

$a$  – расстояние между фазами, равное 0,8 м;

$W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>;

$i_y$  – ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_{уд} = 1,41 \cdot 3,05 \cdot 1,6 = 6,88 \text{ кА},$$

$$\sigma_{max} = 2,2 \cdot \frac{6880^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 58} \cdot 10^{-8} = 0,9 \text{ МПа}.$$

Шины механически прочны, если:

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп},$$

$$0,9 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}.$$

Шины механически прочны.

#### 4.12 Выбор и проверка жестких шин 10 кВ

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6-10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах.

Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашивают при переменном токе фаза А в желтый, фаза В - зеленый и фаза С - красный цвет; при постоянном токе положительная шина в красный, отрицательная — синий цвет.

Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Принимаем алюминиевые шины 40x4, сечением одной полосы  $q = 160 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 480 \text{ А}$ .

Определяем расчетные типы продолжительных режимов:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 0,7 = 36,78 \text{ А} ,$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,6 \text{ А}.$$

Проверяем шины по условию нагрева в продолжительном режиме:

$$73,6 \text{ А} < 480 \text{ А}.$$

Проверяем шины на термическую устойчивость:

$$B_{\text{к}} = 11,915^2 \cdot (0,25 \cdot 0,03) = 1,065 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{1,065 \cdot 10^6}}{91} = 11,341 \text{ мм}^2$$

Рассчитываем  $q$  по формуле (39).

$$11,341 \text{ мм}^2 < 160 \text{ мм}^2$$

Следовательно, шины термически стойкие.

Проверка шин на механическую прочность.

$$i_{\text{y}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_{\text{уд}} = 1,41 \cdot 3,05 \cdot 1,6 = 6,88 \text{ кА} ,$$

$$\sigma_{\text{max}} = 2,2 \cdot \frac{6880^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 58} \cdot 10^{-8} = 0,9 \text{ МПа}.$$

Шины механически прочны, если:

$$\sigma_{\text{max}} \leq \sigma_{\text{доп}} ,$$

$$0,9 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}.$$

Шины механически прочны.

## 5 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

### 5.1 Общее положение

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечения нормальной работы системы или ее элементов в выбранном режиме. Различают три вида заземлений: рабочее, защитное и заземление молниезащиты.

Рабочее заземление сети – это соединение с землей некоторых точек сети (обычно нейтрали обмоток части силовых трансформаторов и генераторов, реакторы поперечной компенсации в дальних ЛЭП) со следующей целью: снижение уровня изоляции элементов электроустановки, эффективная защита сети разрядниками от атмосферных перенапряжений, упрощение релейной защиты от однофазных КЗ, возможность удержания поврежденной линии в работе и т.д.

Защитное заземление – это заземление всех металлических частей электроустановки (каркасы, корпуса, приводы аппаратов, опорные и монтажные конструкции, ограждения и т.д.), 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 в процессе эксплуатации электрических установок.

Заземление молниезащиты предназначено для отвода в землю тока молнии и атмосферных перенапряжений от молниеотводов, защитных тросов и разрядников и для снижения потенциалов отдельных частей установки по отношению к земле.

Рабочее и защитное заземления должны выполнять свое назначение в течение всего года, заземление грозозащиты – только в грозовой период.

Так как системы заземления различного назначения в пределах установки не могут быть выполнены изолированно друг от друга и должны иметь

при замыкании на землю одинаковый потенциал, то все они объединяются между собой в общую систему заземления станции или подстанции.

Заземляющее устройство любого вида состоит из заземлителя, располагаемого в земле, и проводника, соединяющего заземляемый элемент установки с заземлителем. Заземлитель может состоять из одного или многих вертикальных и горизонтальных электродов и характеризуется сопротивлением, которое окружающая земля оказывает стекающему току. Сопротивление заземлителя определяется отношением потенциала заземлителя к стекающему с него току.

Сопротивление общей системы заземления станции или подстанции должно удовлетворять требованиям к заземлению того электрооборудования, для которого необходимо наименьшее сопротивление заземляющего устройства.

Требования, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки, зависят от режима нейтрали сети, в которой работает установка.

Заземляющие устройства установок напряжением свыше 1000 В с эффективно заземленной нейтралью выполняются с соблюдением требований либо к их сопротивлению, либо к напряжению прикосновения.

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.

В таких устройствах, с целью выравнивания электрического потенциала следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и соединять их между собой в заземляющую сетку.

## 5.2 Расчет заземления

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (42)$$

$$S = (43 + 2 \cdot 1,5) \cdot (32 + 2 \cdot 1,5) = 1610 \text{ м}^2 .$$

где  $A$  – длина территории ОРУ, м;

$B$  – ширина территории ОРУ, м.

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным 12 мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (43)$$

$$F_{M.П} = 113,04 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{C3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (44)$$

где  $I_{K3}$  – ток короткого замыкания, А.;

$t_{C3}$  – время срабатывания релейной защиты, 0,2 с.;

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

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{12652^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 61,735 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (D_{пр} + S_{cp}), \quad (45)$$

$$S_{cp} = a_3 \cdot \ln(T)^3 + a_2 \cdot \ln(T)^2 - a_1 \cdot \ln(T) + a_0. \quad (46)$$

где  $T$  – время использования заземлителя, мес.;

$a_1, a_2, a_3, a_0$  – коэффициенты зависящие от грунта.

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,003 \cdot \ln(240)^2 - 0,041 \cdot \ln(240) + 0,243 = 0,932 \text{ мм}^2$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,932 \cdot (10 + 0,932) = 31,975 \text{ мм}^2$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости;

$$F_{\text{М.П}} \geq F_{\text{кор}} + F_{\text{Т.С}}, \quad (47)$$

$$113,04 \text{ мм}^2 > 93,71 \text{ мм}^2.$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_2 = \frac{A+2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{B+2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (A + 2 \cdot 1,5), \quad (48)$$

где  $a_q$  – расстояние между полосами сетки, принимаем 6 м.

$$L_2 = \frac{43+2 \cdot 1,5}{6} \cdot (32 + 2 \cdot 1,5) + \frac{32+2 \cdot 1,5}{6} \cdot (43 + 2 \cdot 1,5) = 536,7 \text{ м}. \quad (49)$$

Уточнение длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороны  $\sqrt{S}$ . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (50)$$

$$m = \frac{536,7}{2\sqrt{1610}} - 1 = 5,688, \text{ принимаем } 6.$$

Рассчитаем длину сторон ячейки, м:

$$b = \frac{\sqrt{1610}}{6} = 6,6 \text{ м}.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (51)$$

$$L = 2\sqrt{1610} \cdot (6 + 1) = 561,8 \text{ м.}$$

Определение количества вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \quad (52)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равно 12 м;

$l_B$  – длина вертикальных электродов, 5 м.

$n_B = 13,375$ , принимаем 14.

Определение стационарного сопротивление заземлителя, выполненного

в виде сетки:

$$R_{CT} = \rho_{ЭКВ} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (53)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта;

$A$  – параметр зависящий от соотношения  $\frac{l_B}{\sqrt{S}}$ , равный 0,085.

$$R_{CT} = 43,62 \cdot \left( \frac{0,085}{\sqrt{1610}} + \frac{1}{561,8 + 14 \cdot 5} \right) = 0,168 \text{ Ом.}$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рас-

считывается импульсный коэффициент:

$$a_{И} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (54)$$

где  $I_M$  – ток молнии, 55 кА.

$$a_{И} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1610}}{(43,62 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,287,$$

Импульсное сопротивление:

$$R_{И} = R_{СТ} \cdot \alpha_{И} , \quad (55)$$

$$R_{И} = 0,168 \cdot 1,287 = 0,216 \text{ Ом.}$$

Полученное значение Сопротивление заземлителя ОРУ-110 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

### **5.3 Общие положения о молниезащите**

При проектировании системы электроснабжения, необходимо учитывать вопросы защиты элементов электрических установок от поражения их прямыми ударами молний и защиты изоляции от перекрытий и пробоев вследствие возникновения высоких импульсных напряжений на устройствах, защищающих элементы электрических установок от прямых ударов молнии. Молнии характеризуются большим разрушительным действием из-за амплитуды и крутизны нарастания тока. Физическую основу защиты элементов электрических установок подстанции от поражения прямыми ударами молнии составляет устройство молниеотводов, то есть хорошо заземленных проводников, располагаемых значительно выше, чем защищаемые элементы подстанции.

Если молниеотводы установить достаточном количестве и обеспечить их достаточное превышение над защищаемыми объектами, то они будут «перехватывать» практически все удары молнии, которые могли бы попасть в элементы подстанции.

Молниезащита – это комплекс защитных устройств, предназначенных для безопасности персонала, предохранения сооружений, оборудования от возможных взрывов, загараний и разрушений, возникающих при разрядах молнии.

Молниеотвод состоит из опоры, молниеприемника, токоотвода и заземлителя.

Зона защиты молниеотвода - пространство, внутри которого здание или сооружение защищено от прямых ударов молнии с надежностью не ниже определенного значения.

Среднегодовая продолжительность гроз в часах в районе местонахождения сооружения на территории Казахстана определяется по карте [23] и составляет 50 часов в год, среднегодовое число ударов молнии в 1 км<sup>2</sup> земной поверхности составляет 4. Категория молниезащиты - третья.

Здания и сооружения должны быть защищены от прямых ударов молнии, вторичных проявлений молнии и заноса высоких потенциалов через наземные и подземные коммуникации.

В конструктивном отношении защита от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими или установленными на здании металлическими стержневыми или тросовыми молниеотводами, а также путем наложения молниеприемной сетки на кровлю или использования металлической кровли.

#### 5.4 Расчет молниезащиты

Определим параметры и эффективность молниезащиты подстанции:

Для защиты подстанции от прямых ударов молнии устанавливаются 6 стержневых молниеотводов.

Наивысшая точка подстанции  $H_x = 7,85$  м.

Активная высота молниеотвода, м.:

где  $H$  – высота молниеотвода,  $H=30$  м.

$$H_a = 30 - 7,85 = 22,15.$$

Зона защиты одного молниеотвода, м.:

$$R_x = H_a \left( \frac{1,6}{1 + \frac{H_x}{H}} \right), \quad (56)$$

$$R_x = 22,15 \left( \frac{1,6}{1 + \frac{7,85}{30}} \right) = 28,1 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$R_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м.}$$

Наибольшая высота зоны защиты, м. [15]:

$$H_o = H - \frac{a}{7}, \quad (57)$$

где  $a$  – расстояние между молниеотводами, м,  $a = 14,3$  м.

$$H_o = 30 - \frac{14,3}{7} = 27,95.$$

Ширина зоны защиты на уровне  $B_x$ , м:

$$B_x = 3(H_o - 1,25H_x), \quad (58)$$

$$B_x = 3(22,8 - 1,25 \cdot 7,85) = 39 \text{ м}$$

Схема молниезащиты представлена на рисунке 17

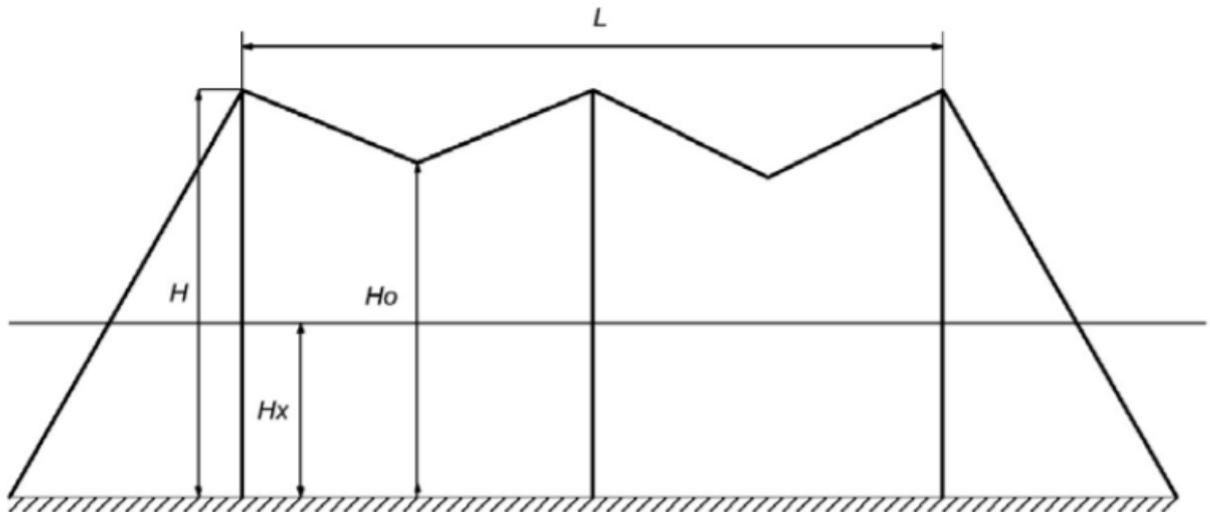


Рисунок 17 – Схема молниезащиты

## 6 РАСЧЕТ УСТАВОК МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ШИН 110 кВ

Релейная защита — комплекс устройств, предназначенных для быстрого, автоматического (при повреждениях) выявления и отделения от электроэнергетической системы повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы. Действия средств релейной защиты организованы по принципу непрерывной оценки технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. Релейная защита (РЗ) осуществляет непрерывный контроль состояния всех элементов электроэнергетической системы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить повреждённый участок и отключить его от ЭЭС, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения (короткого замыкания).

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная работа энергосистем.

### **6.1 Релейная защита распределительного устройства 110 кВ**

В соответствии с правилами устройства электроустановок в качестве защиты шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин, соединенных секционным выключателем. Защита должна быть отстроена от токов небаланса.

В закрытом распределительном устройстве подстанции должна быть установлена дуговая защита.

В качестве защиты секционного выключателя 110 кВ и выше, следует предусматривать трехступенчатую максимальную токовую защиту от междупазных коротких замыканий.

## 6.2 Дифференциальная токовая защита шин 110 кВ

Для защиты шин применим микропроцессорное устройство релейной защиты МІСОМ Р74х производства ЗАО «АРЕВА Передача и Распределение» (рисунок 18). Оно включает в себя дифференциальную токовую защиту со сравнением токов в каждой из фаз и обеспечивает быстродействующую селективную защиту от всех видов повреждений.



Рисунок 18 – Микропроцессорное устройство МІСОМ Р74х

Принцип работы дифференциальной защиты шин основан на сравнении токов, входящих в зону защиты и выходящих из нее. В нормальном режиме суммарные токи, втекающие в рассматриваемую зону, и вытекающие из нее равны по величине и противоположны по направлению. Следовательно, эти токи взаимно компенсируются, дифференциальный ток равен нулю. При аварии в зоне действия защиты этой компенсации не происходит, и дифференциальный ток становится равным току КЗ.

Алгоритм, применяемый в микропроцессорном комплексе дифференциальной защиты шин МІСОМ Р74х, использует метод мгновенного суммирования, за счет чего не требуется отстраиваться от высших гармоник и апериодических составляющих, появляющихся во время КЗ и броска тока намагничивания трансформаторов.

Условия, когда микропроцессорное устройство подходит, равно:

$$K_{\text{ч}} \geq 2$$

Рассчитаем первичный расчетный ток небаланса по выражению:

$$I_{\text{нб расч}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{кз}}, \quad (59)$$

$$I_{\text{нб расч}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 8900 = 890 \text{ А.}$$

Минимальный ток срабатывания защиты рассчитывается в первичных

величинах, и отстраивается от тока небаланса по выражению:

$$I_{\text{СЗ1}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{нб расч}}, \quad (60)$$

$$I_{\text{СЗ1}} = 1,2 \cdot 890 = 1068 \text{ А.}$$

Также минимальный тока срабатывания отстраивается от максималь-

ного тока нагрузочного режима при неисправности в цепях тока по выраже-

нию:

$$I_{\text{СЗ2}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{max}}, \quad (61)$$

$$I_{\text{СЗ2}} = 1,2 \cdot 74 = 88,8 \text{ А.}$$

За расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольшее значение, т.е.  $I_{\text{СЗ2}} = I_{\text{СЗ расч}} = 88,8 \text{ А.}$

Проверку чувствительности защиты произведем по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{кз}}}{I_{\text{СЗ расч}}}, \quad (62)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 8900}{88,8} = 87,2$$

Следовательно, микропроцессорное устройство релейной защиты МІСОМ Р74х подходит для дифференциальной защиты шин 110 кВ

### **6.3 Максимальная токовая защита секционных выключателей 110 кВ**

Для защиты секционного выключателя применим микропроцессорное устройство релейной защиты СИРИУС-3-СВ (рисунок 19).



Рисунок 19 – Микропроцессорное устройство СИРИУС-3-СВ

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-3-СВ» предназначено для защиты, автоматике и управления секционным (шиносоединительным) выключателем 110-220 кВ в сетях эффективнозаземленной нейтралью. Содержит ступенчатые токовые защиты и функции автоматике – АВР, АПВ, УРОВ и др.

Устройство предназначено для использования на секционных (СВ) и шиносоединительных (ШСВ) выключателях различных схем распределительных устройств подстанций и станций 110-220 кВ, за исключением выключателей, которые могут выполнять функции обходного.

Функции автоматики, предусмотренные в данном устройстве, позволяют использовать его на подстанциях, расположенных на ответвлениях от линий, и транзитных подстанциях распределительных сетей 110 кВ с организацией АПВ, АВР и делительной автоматики минимального напряжения.

Также устройство может использоваться на линейном выключателе. В этом случае контроль напряжения на линии производится с помощью шкафа отбора напряжения (ШОН).

Устройство имеет специальное исполнение «И4», обеспечивающее наиболее полный функционал при построении «цифровых подстанций» и развертывании «Smart Grid».

Условия, когда микропроцессорное устройство подходит равно:

$$K_{\text{ч}} \geq 2.$$

Определим первичный расчетный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot m_{\text{сн}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{н}}, \quad (63)$$

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 53 = 103,35 \text{ А.}$$

Рассчитаем первичный ток срабатывания защиты по условиям согласования с защитой трансформатора:

$$I'_{\text{сз}} = K_{\text{с}} \cdot I_{\text{сз}}, \quad (64)$$

$$I'_{\text{сз}} = 0,8 \cdot 103,35 = 82,68$$

Проверку чувствительности защиты произведем по выражению (62):

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 8900}{88,8} = 87,2.$$

Следовательно, микропроцессорное устройство релейной защиты СИ-РИУС-3-СВ подходит для максимальной токовой защиты секционных выключателей 110 кВ.

## 7 РАСЧЕТ УСТАВОК МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА

### 7.1. Основные типы защит трансформаторов

Трансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них подвижных или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны нарушения нормальных режимов работы. В связи с этим трансформаторы оснащаются соответствующими устройствами релейной защиты.

В обмотках трансформаторов могут возникать межфазные и межвитковые короткие замыкания, а также замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать межфазные короткие замыкания и замыкания на землю.

Из выше изложенного следует, что защита трансформаторов должна выполнять следующие функции:

- 1) полное отключение трансформатора при его повреждении;
- 2) отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него больших токов в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором, а также при повреждениях или отказах защит оборудования или выключателей;
- 3) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции при перегрузке трансформатора, разложении масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и шин трансформаторов. Токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания. Газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижениях уровня масла. Максимальная токовая или максимальная направленная защита или эти же защиты с пуском напряжения для защиты

от сверхтоков, проходящих через трансформатор, при повреждении как самого трансформатора, так и других элементов, связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, как правило, с выдержкой времени.

Защита от замыканий на корпус. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. В отдельных случаях на трансформаторах могут применяться другие виды релейных защит.

## **7.2 Газовая защиты трансформатора**

Газовая защита трансформаторов универсальной защитой трансформатора, также она является наиболее чувствительной. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным.

Действие газовой защиты основано на том, любые повреждения внутри трансформатора вызывают увеличение температуры обмоток, что вызывает разложение масла и изоляции, данные процессы сопровождаются выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. По этой причине газовая защита срабатывает в две ступени. Первая ступень подает предупредительный сигнал при медленном газообразовании. Вторая ступень отключает трансформатор при интенсивном газообразовании или понижении уровня масла, данная ступень защиты может срабатывать, минуя первую ступень. При некоторых опасных повреждениях действует только она, так как другие типы защит не могут обнаружить определенные виды повреждений. К данным повреждениям относятся межвитковые замыкания, пожар в стали магнитопровода, неисправности

устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

### **7.3 Дифференциальная защита трансформаторов**

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается не на всех трансформаторах, а лишь в следующих случаях:

- 1) на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше;
- 2) на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше;
- 3) на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ( $K_v < 2$ ), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

При параллельной работе трансформаторов дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение повреждённого трансформатора.

Дифференциальная защита, без выдержки времени, обеспечивает отключение только поврежденного трансформатора. Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора устанавливаются трансформаторы тока со стороны всех его обмоток. Вторичные обмотки соединяются в дифференциальную схему и параллельно к ним подключается токовое реле. Аналогично выполняется дифференциальная защита автотрансформатора.

При рассмотрении принципа действия дифференциальной защиты условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одинаковые трансформаторы тока с обеих сторон.

К установке принят терминал МР801.



Рисунок 20 – Микропроцессорное устройство терминал МР801

MP801 — современное цифровое комбинированное многофункциональное устройство, объединяющее в себе различные функции защиты, измерения, контроля, местного и дистанционного управления, противоаварийной автоматики.

Использование в МР801 современной аналого-цифровой и микропроцессорной элементной базы обеспечивает высокую точность измерений и постоянство характеристик, что позволяет существенно повысить чувствительность и быстродействие защит, а также уменьшить ступени селективности.

MP801 предназначено для защиты следующих типов трансформаторов:

- двухобмоточный трансформатор;
- двухобмоточный трансформатор с двумя вводами ВН;
- двухобмоточный трансформатор с двумя вводами НН;
- двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН;
- трёхобмоточный трансформатор.

Для предназначения терминал МР801 подходит, так как в схеме установлено два трёхобмоточного трансформатора.

Расчет параметров реле и уставок дифференциальной защиты силового трансформатора:

Ток срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора на базе микропроцессорных реле должен отстраиваться от броска тока намагничивания, а также от токов небаланса относительно сторон СН и НН силового трансформатора:

$$I_{с.з.} \geq \begin{cases} K_{зап1} \cdot I_{номВН} \\ K_{зап2} \cdot I_{н.б.К-2} \\ K_{зап3} \cdot I_{н.б.К-3} \end{cases}, \quad (65-67)$$

где  $K_{зап1}$  - коэффициент запаса ( $K_{зап1} = 4$ );

$K_{зап2}$ ,  $K_{зап3}$  - коэффициент запаса ( $K_{зап2} = K_{зап3} = 1,3$ );

$I_{н.б.К-2}$ ,  $I_{н.б.К-3}$  - токи небаланса от низкой и средней стороны соответственно.

Ток небаланса защиты, относительно стороны НН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-3} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рпн}}{100} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{к.з.К-3}, \quad (68)$$

где  $K_{пер}$  - коэффициент, учитывающий наличие быстронасыщающегося сердечника в трансформаторах тока, наличие переходных режимов ( $K_{пер} = 2$ );

$K_{одн}$  - коэффициент однородности трансформаторов тока, учитывающий наличие трансформаторов тока на разные или одинаковые напряжения (для трансформаторов тока на разные номинальные напряжения  $K_{одн} = 1$ );

$\varepsilon$  - погрешность работы трансформаторов тока, составляющая 5% для выбранных трансформаторов тока, а также для реле на микропроцессорной базе ( $\varepsilon = 0,05$ );

$\Delta f_{\text{добав}}$  - величина, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН трансформатора – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы изготовителя значение  $\Delta f_{\text{добав}}$  можно принимать равным 0,04;

$\Delta U_{\text{рпн}}$  - наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора (при регулировке напряжения  $\pm 9,1,78\%$ , наибольший относительный предел  $\Delta U_{\text{рпн}} = 16,02 \%$ ).

$$I_{\text{н.б.к-3}} = \left( 2 \cdot 1 \cdot 0,05 + \frac{16,02}{100} + 0,04 \right) \cdot 809 = 242,9 \text{ А.}$$

Ток небаланса защиты, относительно стороны СН силового трансформатора:

$$I_{\text{н.б.к-2}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{\text{рпн}}}{100} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{к.з.к-2}}, \quad (69)$$

где  $\Delta U_{\text{нбв}}$  - наибольший относительный предел регулировки напряжения без возбуждения силового трансформатора (для силового трансформатора, как правило  $\Delta U_{\text{нбв}} = 5 \%$ ).

$$I_{\text{н.б.к-2}} = \left( 2 \cdot 1 \cdot 0,05 + \frac{16,02}{100} + 0,04 \right) \cdot 231 = 69,4 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з.}} \geq \begin{cases} 4 \cdot 74 = 384,8 \text{ А;} \\ 1,3 \cdot 69,4 = 90,22 \text{ А;} \\ 1,3 \cdot 242,9 = 315,77 \text{ А.} \end{cases}$$

Из условия принимаем ток срабатывания защиты, равным 384,8 А.

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{K_{\text{сх}}}{n_{\text{ТА}}} \cdot I_{\text{с.з.}}; \quad (70)$$

$$I_{c.p.} = \frac{\sqrt{3}}{\left(\frac{100}{5}\right)} \cdot 384,8 = 33,3 \text{ А.}$$

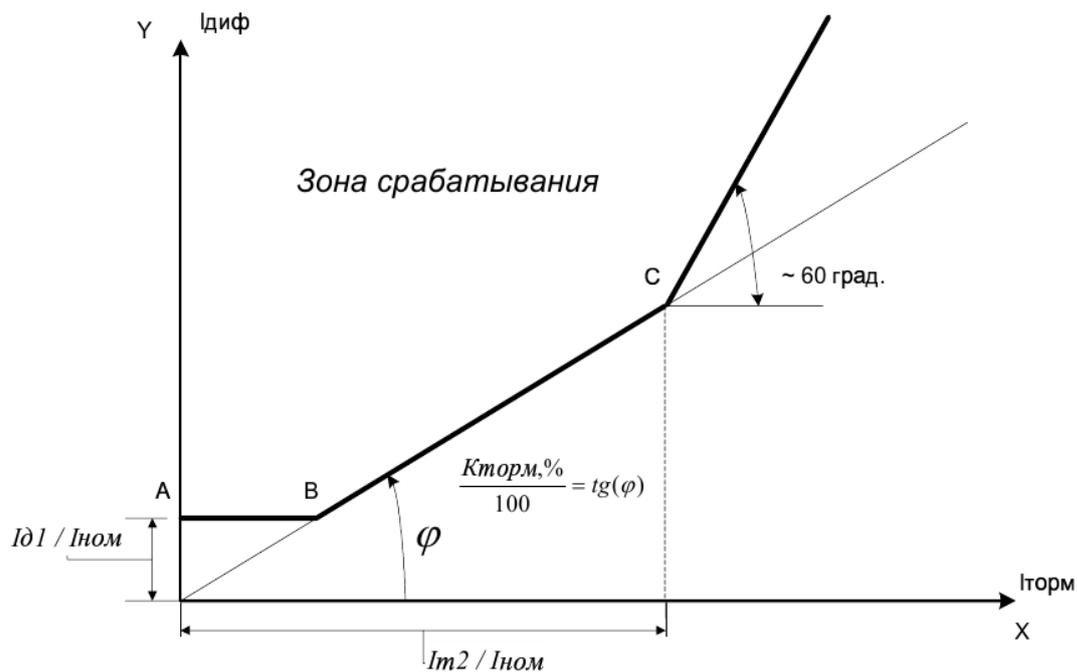


Рисунок 21 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Для микропроцессорной релейной защиты выбору подлежат величины, отмеченные на рис. 21, которые представляются в относительных единицах (относительно номинального тока):

$I_{д1}/I_{НОМ}$  - базовая уставка ступени;

$K_{ТОРМ}$  - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$I_{т2}/I_{НОМ}$  - вторая точка излома тормозной характеристики;

Базовая уставка  $I_{д1}/I_{НОМ}$  определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться иметь уставку в пределах (0,3 - 0,5) для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Коэффициент торможения  $K_{ТОРМ}$  должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной

характеристики (примерно от 1,0 до 3,0  $I_{НОМ}$ ). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток  $I_{СКВ}$  (ток внешнего КЗ), он может вызвать дифференциальный ток (ток небаланса):

$$I_{н.б.} = I_{диф} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}) I_{СКВ}, \quad (71)$$

Этот ток обуславливает появление тормозного тока ДЗТ, который равен:

$$I_{ТОРМ} = (I_{СКВ} + I_{СКВ} - I_{диф})/2, \quad (72)$$

Формула предполагает, что один ТТ работает точно, второй имеет погрешность, равную  $I_{диф}$ .

Введем понятие коэффициента снижения тормозного тока:

$$K_{сн.т} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}), \quad (73)$$

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

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot \frac{I_{диф}}{I_{ТОРМ}} = 100 \cdot K_{отс} \cdot \frac{(K_{пер} \cdot K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т.}}, \quad (74)$$

Вторая точка излома тормозной характеристики.  $I_{Т2}/I_{НОМ}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь

незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_T/I_{НОМ} = 1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_T/I_{НОМ} = 1,3$ ). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются).

Поэтому рекомендуется уставка  $I_{T2}/I_{НОМ} = 1,5 - 2$ .

$$I_{T1}/I_{НОМ} = (I_{д1}/I_{НОМ}) \cdot 100 / K_{ТОРМ}, \quad (75)$$

При больших уставках  $I_{д1}/I_{НОМ}$  следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Для примера проведем расчет ДЗТ на микропроцессорной базе по вышеизложенной методике для стороны НН:

Для трансформатора, стоящего на ПС Волково принимаем

$$I_{д1}/I_{НОМ} = 0,3.$$

Дифференциальный ток равен:

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) \cdot 809 = 315,72 ;$$

$$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) = 0,85;$$

$$K_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1602 + 0,04) / 0,85 = 100 \cdot 0,390 / 0,85 = 46;$$

$$I_{T1}/I_{НОМ} = (I_{д1}/I_{НОМ}) \cdot 100 / K_{ТОРМ} = 0,3 \cdot 100 / 46 = 0,65;$$

$$I_{T2}/I_{НОМ} = 2;$$

$$I_{T2}/I_{НОМ} > I_{T1}/I_{НОМ}.$$

Характеристика срабатывания ДЗТ на стороне низкого напряжения примет следующий вид.

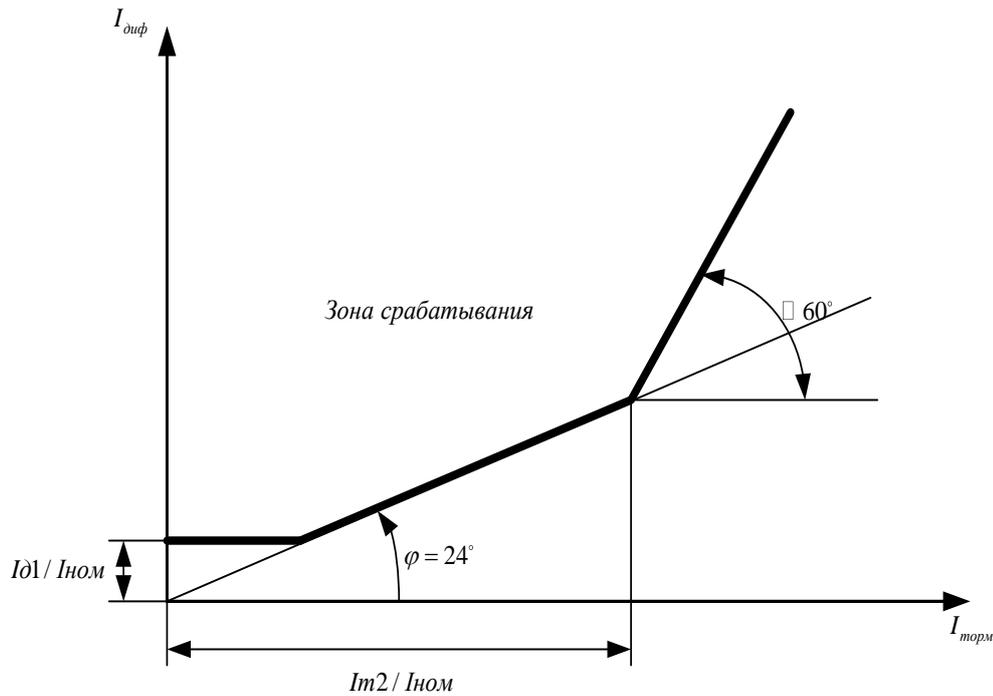


Рисунок 22 – Характеристика срабатывания ДЗТ на стороне НН силового трансформатора

Расчет уставок срабатывания ДЗТ на стороне СН силового трансформатора проводится аналогично.

Также дальнейший расчет защит трансформатора будет приведен для электромеханической базы, а полученные в результате расчета уставки будут актуальными и для релейной защиты на базе микропроцессорных устройств.

#### 7.4 Дополнительные защиты трансформатора

Для защиты силового трансформатора предусматривают ряд дополнительных защит, позволяющих исключить развитие незначительных дефектов, отклонений от нормального режима работы в более масштабную аварийную ситуацию.

Защита от перегрузки – действует на сигнал с целью своевременного снижения нагрузки на трансформаторе.

Реле контроля температуры сигнализирует о повышении температуры верхних слоев масла выше установленных (допустимых) значений. Данная защита автоматически включает дополнительные системы охлаждения транс-

форматора, если таковые имеются. Например, включаются вентиляторы обдува, насосы принудительной циркуляции масла в охладителях. Если температура масла поднимается еще выше, то реле действует на отключение трансформатора от сети.

Защита минимального напряжения осуществляет отключение выключателя вторичной обмотки трансформатора в случае падения напряжения до недопустимых величин.

Также устанавливаются дополнительные защиты, предназначенные для разделения секций шин низкого напряжения при КЗ на одной из линий. Это необходимо, чтобы прекратить прохождение тока КЗ со стороны трансформатора. Для этого используются токовые дифференциальные защиты, включенные на разность токов, проходящих в двух фазах.

### **7.5 Устройство управления выключателем ВРС-110**

Выключатели типа ВРС-110 состоят из следующих основных частей: блока полюсов, шкафа с пружинным приводом и опорных металлоконструкций (стоек).

Блок полюсов состоит из:

- трёх полюсов с вакуумными камерами, выполненных с цельнолитой кремнийорганической изоляцией и заполненных азотом;
- рамы, на которой установлены полюса, в которой установлены регулируемые тяги и индикатор условного давления азота.

Полюс выключателя типа ВРС-110 состоит из вакуумной дугогасительной камеры (ВДК), несущих покрышек, изоляционной тяги, верхнего и нижнего контактов, крепежных деталей и деталей уплотнения для герметизации полюса. Верхняя и нижняя части полюса выполнены из стеклопластиковой трубы, покрытой с внешней стороны кремнийорганической изоляцией. Для обеспечения изоляционной прочности внутри полюса: пространство между верхней крышкой и вакуумной камерой заполнено полимерной изоляцией, внутренняя поверхность нижней крышки покрыта кремнийорганической изоляцией. Изоляционная тяга полюса, также покрыта кремнийорганической

изоляции. Данная изоляция тяги выполнена с оребрением для увеличения пути утечки. Для исключения появления и влияния влаги, все внутренние полости полюсов заполнены азотом под абсолютным давлением 115 кПа при температуре 20°C. Эти полости полюсов соединены между собой соединительными трубками. Причем закачка азотом выполняется через клапан, установленный на одном крайнем полюсе, а индикатор условного давления на другом крайнем полюсе. Индикатор условного давления азота (SP) имеет термокомпенсационный механизм и во всем температурном диапазоне выключателя контролирует точку плотности азота. Он всегда во всем температурном диапазоне выключателя показывает условное избыточное давление азота 0,015 МПа (на шкале индикатора в зеленом секторе 0,15 бар), соответствующее абсолютному давлению закачки азота 115 кПа при температуре 20°C. В случае если абсолютное давление азота снижается до 100 кПа при 20°C в индикаторе условного давления азота замкнется нормальнооткрытый сигнализирующий контакт, а стрелка на шкале индикатора будет находиться в красном секторе - 0,6...0 бар, что указывает на необходимость проведения дозаправки азотом полюсов.

Пружинный привод выключателя типа ВРС-110 установлен в шкафу привода и кинематически связан через тяги с полюсами выключателя.

Управление приводом выключателя обеспечивается по цепи электродвигателя (М) заводки включающей пружины и по цепям управления и защит, а именно по цепи электромагнита отключения (УАТ), по цепи электромагнита включения (УАС) и по цепи электромагнита отключения от независимого питания (УАВ).

Все цепи управления, защит и обогрева привода выведены на клеммный ряд ХТ, установленный в шкафу привода. Для подсоединения к внешним вторичным цепям в дне шкафа привода установлены две втулки, через которые вводятся два жгута для подсоединения к клеммному ряду ХТ.

Включение выключателя осуществляется за счет энергии включающей пружины привода. Взвод включающей пружины привода может быть выполнен либо автоматически с помощью электродвигателя (М) либо вручную рукояткой взвода включающей пружины.

После взвода включающей пружины может быть выполнена операция «В», которая выполняется либо подачей напряжения в цепь электромагнита включения (УАС) либо нажатием на кнопку включения. После выполнения операции «В» следует автоматический взвод включающей пружины для возможности осуществления АПВ.

Включенный выключатель может быть отключен подачей напряжения в цепь электромагнита отключения (УАТ), цепь электромагнита отключения от независимого питания (УАВ) либо с помощью кнопки отключения.

Отключение осуществляется за счет энергии пружин механизмов поджатия полюсов и отключающей пружины, которые взводятся при включении выключателя.

В схеме управления выключателя типа ВРС-110 имеется реле блокировки повторного включения (КBS).

В шкафу привода установлен переключатель SACY для выбора режима управления выключателем. Переключатель имеет три фиксированных положения: «местное», «нейтральное», «дистанционное». В нейтральном положении управление выключателем отключено (команды не проходят), а замкнут только контакт сигнализации, указывающий на это положение.

В шкафу привода также установлен переключатель SA подачи команд «Включить» и «Отключить» при местном управлении. Переключатель с возвратом в нейтральное положение.

## 8 ОПИСАНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ПОДСТАНЦИИ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ

Для обеспечения требуемых режимов электрические станции и подстанции оснащаются системами и устройствами управления, контроля и сигнализации, представляющими собой в большей или меньшей степени автоматизированный информационно-управляющий комплекс.

### 8.1 Устройство АПВ

Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение:

- 1) воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом отдельном случае обоснован. На кабельных линиях 35 кВ и ниже АПВ рекомендуется применять в случаях, когда оно может быть эффективным в связи со значительной вероятностью повреждений с образованием открытой дуги (например, наличие нескольких промежуточных сборок, питание по одной линии нескольких подстанций), а также с целью исправления неселективного действия защиты. Вопрос о применении АПВ на кабельных линиях 110 кВ и выше должен решаться при проектировании в каждом отдельном случае с учетом конкретных условий;
- 2) шин электростанций и подстанций;
- 3) трансформаторов;
- 4) ответственных электродвигателей, отключаемых для обеспечения самозапуска других электродвигателей.

Для осуществления АПВ по п. 1-3 должны также предусматриваться устройства АПВ на обходных, шиносоединительных и секционных выключателях.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

- 1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

Устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом.

Выключение выключателей и порядок опробования линий следует осуществлять с АПВ КС или АПВ УС. Для данных режимов АПВ следует задать стандартные параметры синхронизации. Минимальное значение от ТН задается разным 60% от номинального значения. Минимальное значение тока от ШОН, этому условию ( $60\%U_{ном}$ ), составляет 0,075 А. Разница углов напряжений принимается равным  $40^\circ$ .

В эксплуатации получили применение следующие виды устройств АПВ:

- 1) Трехфазные, осуществляющие повторное включение трех фаз выключателя после их отключения РЗ;
- 2) Однофазные, осуществляющие включение одной фазы выключателя, отключенной РЗ при однофазном К.З;
- 3) Комбинированные, осуществляющие включение трех фаз или одной фазы.

## 8.2 УРОВ

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) — разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю). [17]

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

- 1) Срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию;
- 2) Факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собственный независимый комплект

трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле).

### **8.3 АВР**

Автоматический ввод резерва (АВР) — автоматическое устройство, осуществляющее автоматический ввод резервных источников питания или включение выключателя, на котором осуществляется деление сети.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основной линии. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (неустраненные токи короткого замыкания и т.п.).

Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

В системах электроснабжения при наличии двух (и более) источников питания часто целесообразно работать по разомкнутой схеме. При этом все источники включены, но не связаны между собой, каждый из них обеспечивает питание выделенных потребителей. Такой режим работы сети объясняется необходимостью уменьшить ток К.З, упростить РЗ, создать необходимый режим работы по напряжению и т.п. Электроснабжение потребителей, потерявших питание, можно восстановить автоматическим подключением к другому источнику питания с помощью устройства автоматического ввода резервного источника.

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- Схема АВР должна приходить в действие при исчезновении напр

жения на шинах потребителя по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания. Включение резервного источника часто допускается также при К.З на шинах потребителя;

- Для того чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться сразу же после отключения рабочего источника;

- Действие АВР должно быть однократным, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на неустранившееся КЗ;

- Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника, чтобы избежать включения резервного источника на К.З в неотключившемся рабочем источнике;

- Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения;

- Для ускорения отключения резервного источника при его включении на неустановившееся К.З должно предусматриваться ускорение защиты резервного источника после АВР. Это особенно важно в тех случаях, когда потребители, потерявшие питание, подключаются к другому источнику, несущему нагрузку. Ускоренная защита действует без выдержки времени. В установках собственных нужд, а также на ПС, питающих большое число электродвигателей, ускорение защиты осуществляется до 0,5 с. Такое замедление ускоренной защиты необходимо для предотвращения ее неправильного срабатывания в случае кратковременного замыкания контактов токовых реле в момент включения выключателя под действием толчка тока.

#### **8.4 АРКТ**

Трансформаторы с РПН подстанций для поддержания или заданного изменения напряжения должны оснащаться системой автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Подстанции, на которых предусматривается параллельная работа трансформаторов с автоматическим регулированием коэффициента трансформации, должны оснащаться общеподстанционной автоматизированной системой управления технологическими процессами или системой группового регулирования, исключающей появление недопустимых уравнильных токов между трансформаторами.

Требования, предъявляемые к АРКТ:

- АРКТ должен иметь релейную проходную характеристику;
- измерительный орган АРКТ должен иметь зону нечувствительности, величина которой должна превышать ступень регулирования;
- для отстройки от кратковременного отклонения напряжения электрической сети АРКТ должен иметь выдержку времени 1,3 минуты;
- для обеспечения более четкой работы электропривода, снижения числа необоснованных переключений и уменьшения величины зоны нечувствительности, коэффициент возврата должен быть по возможности равен единице, или как можно ближе к этой величине;
- регулирующее воздействие на выходе АРКТ должно быть однократным и импульсным;
- в измерительном органе АРКТ должна быть предусмотрена возможность введения токовой компенсации для получения отрицательного статизма регулирования напряжения по току нагрузки;
- действие АРКТ не должно приводить к лавине напряжения при дефиците реактивной мощности в электрической сети, питающей трансформатор с УРПН;
- действие АРКТ на повышение напряжения должно блокироваться при ненормальных режимах работы электрической сети или оборудования;
- при выполнении и функционировании АРКТ должны учитываться различия в исполнении трансформаторов, схемах, их выключателях и режимах использования.

## 9 ВОПРОСЫ ЭКОНОМИКИ

Замена масляных выключателей на вакуумные на подстанции «Волково» позволит снизить потери электроэнергии и повысить надежность электроснабжения.

Но помимо вакуумных выключателей, есть возможность установить элегазовые выключатели, которые тоже имеют преимущество перед масляными выключателями.

В данном разделе будет произведен расчет экономической составляющей между вакуумными и элегазовыми выключателями соответственно, чтобы выявить какие выключатели будут экономически эффективны и выгодны в сравнение друг с другом.

### 9.1 Расчет для вакуумных выключателей

Капитальные вложения определяем по формуле:

$$KB = Ц + T + M, \quad (76)$$

где Ц – цена приобретения вакуумных выключателей, руб.;

T – расходы на доставку, руб.;

M – затраты на монтаж и пуско-наладочные работы, руб.

Цена на один вакуумный выключатель составляет 1 700 000 руб., их согласно схемы подстанции 3 штук соответственно цена на приобретение масляных выключателей будет определяться:

$$Ц = C \cdot N, \quad (77)$$

где C – цена одного вакуумного выключателя, руб.;

N – кол-во выключателей, шт.

$$Ц = 1700000 \cdot 3 = 5100000 \text{ руб.}$$

Расходы на доставку составляют 12% от стоимости оборудования и определяются:

$$T = 5100000 \cdot 0,12 = 612000 \text{ руб.}$$

Затраты на монтаж и пуско-наладочные работы вакуумных выключателей составляют 20% от стоимости оборудования и определяются:

$$M = 5100000 \cdot 0,2 = 1020000 \text{ руб.}$$

Определяем капитальные вложения:

$$KB = 5100000 + 612000 + 1020000 = 6732000 \text{ руб.}$$

Расходы на амортизацию составляют 3,5% от капитальных вложений и определяются:

$$A_o = 6732000 \cdot 0,035 = 235620 \text{ руб.}$$

Расходы на ремонт и техническое обслуживание для вакуумных выключателей составляют 15% от капитальных вложений и определяются:

$$P_{то} = 6732000 \cdot 0,15 = 1009800 \text{ руб.}$$

Тогда эксплуатационные затраты будут определяться:

$$\text{ЭЗ} = A_o + P_{то}, \tag{78}$$

$$\text{ЭЗ} = 1009800 + 235620 = 1245420 \text{ руб.}$$

Рассчитываем приведенные затраты

$$З = KB + \text{ЭЗ}, \tag{79}$$

$$З = 6732000 + 1245420 = 7977420 \text{ руб.}$$

## 9.2 Расчет для элегазовых выключателей

Цена на один элегазовый выключатель составляет 1 980 000 руб., их согласно схемы подстанции 3 штук соответственно цена на приобретение масляных выключателей будет определяться:

$$Ц = 1980000 \cdot 3 = 5940000 \text{ руб.}$$

Расходы на доставку составляют 12% от стоимости оборудования и определяются:

$$T = 5940000 \cdot 0,12 = 712800 \text{ руб.}$$

Затраты на монтаж и пуско-наладочные работы элегазовых выключателей составляют 20% от стоимости оборудования и определяются:

$$M = 5940000 \cdot 0,2 = 1188000 \text{ руб.}$$

Определяем капитальные вложения:

$$KB = 5100000 + 712800 + 1189000 = 7000800 \text{ руб.}$$

Расходы на амортизацию составляют 3,5% от капитальных вложений и определяются:

$$A_o = 7000800 \cdot 0,035 = 245028 \text{ руб.}$$

Расходы на ремонт и техническое обслуживание для элегазовых выключателей составляют 15% от капитальных вложений и определяются:

$$P_{то} = 7000800 \cdot 0,15 = 1050120 \text{ руб.}$$

Тогда эксплуатационные затраты будут определяться:

$$ЭЗ = 245028 + 1050120 = 1295148 \text{ руб.}$$

Рассчитываем приведенные затраты:

$$З = 7000800 + 1295148 = 8295948 \text{ руб.}$$

### 9.3 Сравнение и итог

Результаты расчетов сводим в таблицу 13.

Таблица 14 – Экономическое сравнение вакуумных и элегазовых выключателей.

Показатели	Вакуумные выключатели	Элегазовые выключатели
Капиталовложения, руб.	6 732 000	7 000 800
Эксплуатационные затраты, руб.	1 245 420	1 295 148
Приведенные затраты, руб.	7 977 420	8 295 948

Таким образом, как видно из таблицы, замена масляного выключателя на вакуумный выключатель позволяет получить более выгодную экономическую эффективность, чем элегазовые выключатели.

## 10 ВОПРОСЫ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ

### 10.1 Безопасность

В зависимости от характера воздействия на организм человека опасных факторов различают следующие виды производственных травм:

- механические повреждения (ушибы, ранения, вывихи, переломы, сотрясения мозга и др.);
- поражения электрическим током (электроудары, электротравмы);
- термические (ожоги, тепловые удары, обморожения);
- химические (ожоги, острые отравления);
- комбинированные, вызванные одновременным воздействием нескольких факторов с различными последствиями.

Причины производственного травматизма можно условно подразделить на следующие основные группы: технические, санитарно-гигиенические, организационные, психофизиологические [11].

#### 10.1.1 Требования к обслуживающему персоналу

Согласно требованиям ПУЭ на любом электроэнергетическом объекте должен осуществляться постоянный и периодический контроль технического состояния электроустановок. Постоянный контроль должен производиться оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта. Периодические осмотры оборудования должны производиться лицами, ответственными за их безопасность. Также должен быть назначен персонал, отвечающий за технический надзор оборудования.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

Лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, должны обеспечивать соблюдение технических условий при эксплуатации энергообъектов, учет их состояния, расследование

и учет отказов в работе энергоустановок и их компонентов, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

Технический персонал, производящий осмотры и ремонт электроустановок, должен подтверждать знание правил техники безопасности путём сдачи экзамена по правилам техники безопасности на соответствующую группу с выдачей удостоверения. Помимо этого, от персонала требуется знание оперативных схем, должностных и эксплуатационных инструкций и особенностей оборудования.

### **10.1.2 Основные электрозщитные средства**

Главным фактором при обслуживании электрообъектов, является поражения персонала электрическим током. Исходя из этого фактора безопасность персонала подстанции, основана на укомплектованности средствами индивидуальной защиты.

Персонал, обслуживающий электроустановки делятся на оперативно-выездные бригады, обслуживающие подстанции и распределительные электросети, и персонал централизованного ремонта подстанций, воздушных и кабельных линий. Численность бригад и её состав с учетом групп по электробезопасности определяется исходя из условий выполнения работы и сложности её реализации.

Электрические средства, находящиеся в пользовании оперативно-выездных и ремонтных бригад или в индивидуальном пользовании персонала, необходимо хранить в ящиках, сумках и чехлах. Средства защиты, находящиеся в эксплуатации проходят периодические испытания, их сроки и виды испытаний нормируются в.

Помимо комплектования оперативно-выездных и ремонтных бригад, существуют нормы комплектования средствами защиты РУ, п/ст, щитов и пультов.

В таблице 14 приведены нормы комплектования средствами защиты ПС Волково напряжением 110/35/10 кВ.

Таблица 15 – Средства защиты.

№	Средства защиты	Минимальное количество
1	Изолирующая штанга	2 шт
2	Указатель напряжения	2 шт
3	Изолирующие клещи	по 1 шт. на 10 и 35 кВ
4	Диэлектрические перчатки	не менее 2 пар
5	Диэлектрические боты	1 пар
6	Переносное заземление	не менее 2 на каждое напряжения
7	Шланговый противогаз	2 шт
8	Защитные очки	2 пары

Нормы комплектования являются минимальными. Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в специально отводимых местах. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты.

### **10.1.3. Безопасность при проверке и обслуживании устройств РЗА**

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов и устройств релейной защиты, все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянное заземление. В сложных схемах релейной защиты для группы электрически соединенных вторичных обмоток трансформаторов тока, независимо от их числа, допускается выполнять заземление только в одной точке.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов и реле, цепь вторичной обмотки трансформатора тока предварительно закорачивается на специально предназначенных для этого зажимах.

В цепях между трансформаторами тока и зажимами, где установлена закоротка, запрещается производить работы, которые могут привести к замыканию цепи.

При производстве работ на трансформаторах тока или их вторичных цепях необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

а) шины первичных цепей не использовать в качестве вспомогательных токопроводов при монтаже, при выполнении сварочных работ не использовать их в качестве токоведущих цепей;

б) цепи измерений и защиты присоединять к зажимам указанных трансформаторов тока после полного окончания монтажа вторичных схем;

в) при проверке полярности, приборы которыми она производится, до подачи импульса тока в первичную обмотку надёжно присоединять к зажимам вторичной обмотки.

Работа в цепях устройств релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики производится по исполнительным схемам, запрещается работа по памяти.

При проверке цепей измерения, сигнализации, управления и защиты в случае необходимости в помещении электроустановок напряжением выше 1000 В разрешается оставаться одному лицу из состава бригады по условиям работы; лицо, находящееся отдельно от производителя работ, должно иметь группу не ниже 3; этому лицу производитель работ должен дать необходимые указания по технике безопасности.

При работах в цепях трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постоянного источника снимается предохранитель со стороны высшего и низшего напряжений и отключаются автоматы от вторичных обмоток.

## **10.2. Экологичность**

Электроэнергетика является одной из наиболее опасных с точки зрения экологичности. Негативное воздействие электроэнергетических объектов на окружающую среду имеет несколько составляющих: электромагнитное воздействие, тепловое воздействие, запыление, поражение живых организмов электрическим током и ряд других.

В данной дипломной работе рассматривается реконструкция релейной защиты и автоматики. Устройства РЗА предназначены для предотвращения развития аварийных ситуаций в энергосистеме, в процессе которых, как правило, оказывается наибольшее отрицательное воздействие на окружающую

среду по многим вышеперечисленным факторам, устройства РЗА служат преградой между объектами энергетики и биосферой.

### **10.2.1 Требования экологической безопасности к подстанциям**

На всех подстанциях и электросетевых объектах должны быть выполнены следующие требования в части обеспечения экологической безопасности:

- предотвращение попадания трансформаторного масла на рельеф местности;
- применение, где это возможно, сухих реакторов, трансформаторов и конденсаторов, оптико-электронных измерительных трансформаторов;
- соблюдение требований по пожарной безопасности;
- применение взрывобезопасного оборудования;
- соблюдение требований ГОСТов и санитарных норм в области;
  - электрических полей
  - магнитных полей
  - электростатических полей
  - электромагнитных помех
  - шумов
  - качества атмосферного воздуха
  - качества воды

### **10.2.2 Воздействие электроэнергетической подстанции на окружающую среду**

Экологические аспекты, в частности влияние электроустановок на окружающую среду – один из важнейших вопросов в энергетике. Любая электроустановка в той или иной мере оказывает негативное влияние на окружающую среду, в том числе и на живых существ – от насекомых до человека.

Отрицательное воздействие подстанции на окружающую среду в основном имеет следующие аспекты:

- повышенный уровень акустических шумов, возникающих при работе трансформаторов и автотрансформаторов;
- повышенный уровень вибраций;
- опасность загрязнения почвы и грунтовых (поверхностных) вод трансформаторным маслом;
- повышенный уровень электромагнитных полей;
- гибель птиц на линиях электропередач и в открытых распределительных устройствах подстанций;
- загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы.

Безопасность человека в отношении поражения электрическим током в электроустановках – это основная задача. В данном случае основными мерами, направленными на предотвращение возникновения несчастных случаев в электроустановках, являются:

- соблюдение правил техники безопасности и нормативных актов по охране труда;
- применение необходимых средств защиты;
- своевременное обнаружение, устранение неисправностей и других отклонений от нормального режима работы оборудования;
- совершенствование рабочих мест;
- улучшение условий труда.

Следует также отметить воздействие вредных веществ на человека.

Например, в электрических распределительных устройствах, оборудованных элегазовыми выключателями, есть вероятность отравления элегазом по причине его утечки из поврежденного выключателя.

Еще один пример – кислотная аккумуляторная батарея. В данном случае особую опасность несет в себе серная кислота, которая может попасть на кожу человека или в дыхательные пути.

### **10.2.3. Акустические шумы**

Трансформаторы являются источниками акустических шумов вследствие работы их электромагнитных систем и систем охлаждения.

Для анализа воздействия шума на подстанции до границы прилегающей территории выполним расчет уровня звуковой мощности исходящий от трансформатора. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23:00 часов до 07:00 часов. Допустимый уровень шума по самым жестким требованиям составляет: 50 дБА.

Уровень шума трансформатора в эксплуатации на его рабочем месте определяется по методике, приведенной в [13].

На подстанции Волково установлен силовой трансформатор марки ТДТН-1000/110У1.

Для трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной системой охлаждения масла ( $S_{\text{ном}} = 25$  МВА,  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ) уровень звуковой мощности составляет –  $L_{\text{РА}} = 87$  дБА.

Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно применять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{\text{РА}}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума создаваемый данным источником будет равным  $L_A$  (рисунок 23) [13].

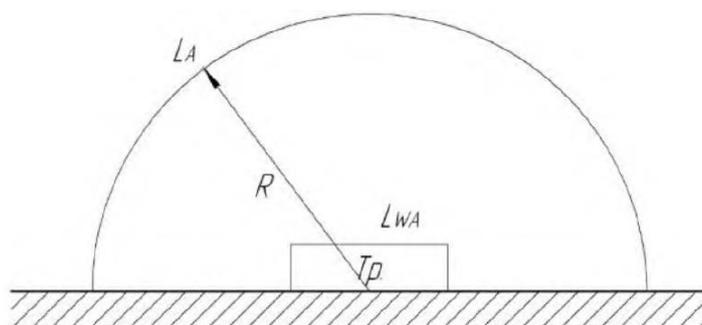


Рисунок 23 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \cdot \lg \frac{S}{S_0}, \quad (80)$$

где  $S$  – площадь поверхности полусферы,  $m^2$ .

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30$  м) можно определить по формуле [13]:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \cdot \lg \frac{S}{S_0}, \quad (81)$$

где  $S = \pi R^2$ , (82)

$$S = 3,14 \cdot 50^2 = 7850 \text{ м}^2.$$

На границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = ДУ_{L_A}$ .

Исходя из принятых допущений выражение (81) можно переписать в следующем виде [13]:

$$ДУ_{L_A} = L_{PA} - 10 \cdot \lg \frac{2\pi R_{min}}{S_0}, \quad (83)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно  $R_{min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории [13]:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA} - ДУ_{L_A})}}{2\pi}}, \quad (84)$$

где  $ДУ_{L_A}$  – допустимый уровень шума.

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(87-50)}}{2\pi}} = 28,25 \text{ м.}$$

ПС 110/35/10 Волково находится на удалении более 150 метров от близлежащих построек.

Любое  $R \geq R_{min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае все санитарные нормы по шуму соблюдаются.

### **10.3 Чрезвычайные ситуации**

К возникновению чрезвычайных ситуаций (ЧС) на подстанции могут привести: неправильные действия оперативного персонала, метеоусловия, экологическая ситуация.

При ЧС могут быть нанесены различные виды ущерба: гибель людей, материальный ущерб от выхода из строя оборудования, экономический ущерб.

Причинами возникновения ЧС могут быть: выход из строя какого-либо оборудования, отключение электроэнергии, возникновение пожара, ураганные ветры, сильные морозы.

Возникновение пожара является очень опасной и угрожающей, но не мало вероятной опасностью. Для общей безопасности на подстанции принимается не мало мер.

#### **10.3.1 Пожарная безопасность на подстанции**

Устройство и эксплуатация оборудования, зданий и сооружений согласно ПУЭ должны соответствовать требованиям ППБ. Работники энергообъектов должны проходить противопожарный инструктаж, совершенствовать знания по пожарной безопасности при повышении квалификации. На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия исходя из особенностей производства и разработан оперативный план тушения пожара.

Стационарные установки тушения пожара, к которым относятся специальные устройства с автоматическим или, дистанционным (ручным) пуском в

работу должны поддерживаться в работоспособном состоянии для обеспечения тушения пожара без непосредственного участия персонала в зоне горения.

Установки пожаротушения с дистанционным (ручным) пуском должны обеспечивать подачу огнетушащего средства в зону горения при воздействии персонала предприятия на соответствующие органы управления (кнопки, ключи, электропривод и т.п.).

Оборудование, входящее в состав установки пожарной защиты (насосы, трубопроводы, запорно-пусковая арматура, оросители, пено-генераторы, пожарные извещатели и т.п.) находится в постоянной готовности к работе, не имеет дефектов и по технологическим параметрам соответствует паспортным данным и техническим условиям.

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

### **10.3.2 Пожарные щиты первичных средств пожаротушения**

Первичные средства пожаротушения, находящиеся в производственных помещениях и других сооружениях, и установках, передаются на сохранность соответствующим должностным лицам.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара следует устанавливать знаки по действующему государственному стандарту на видных местах внутри и вне помещений.

Переносные огнетушители на подстанции размещаются на расстоянии не менее 1,2 м от проема дверей и на высоте не более 0,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определить тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему.

На пожарных щитах размещаются только первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении, сооружении или установке.

Пожарные щиты предназначены для концентрации и размещения в определенном месте ручных огнетушителей, немеханизированного пожарного инвентаря и инструмента, применяемого при ликвидации загораний на объектах, в складских помещениях и на строительных площадках.

Щиты могут быть промышленного изготовления (деревянные ЩПД, металлические - ЩПМ) или изготовленные на месте.

Пожарные щиты должны иметь габаритные размеры не менее 1200х600 мм и должны быть окрашены в соответствии с требованиями государственного стандарта.

Допускается установка пожарных щитов в виде навесных шкафов с закрывающимися дверцами, которые должны позволять визуально определять вид хранящихся средств пожаротушения и инвентаря.

Дверцы должны быть опломбированы и открываться без ключа и больших усилий.

Крепление средств пожаротушения и инвентаря на щитах должно обеспечивать быстрое их снятие без специальных приспособлений или инструмента.

Количество пожарных щитов на объекте или строительной площадке не регламентируется и определяется только спецификой местных условий, а также удобством пользования и надзора за их содержанием для персонала.

### **10.3.3. Огнетушители**

Огнетушители предназначаются для тушения очагов горения в начальной их стадии, а также для противопожарной защиты небольших сооружений, машин и механизмов.

Огнетушители бывают ручные и передвижные. К ручным огнетушителям, которые являются переносные, относятся все их типы с объемом корпуса, вмещающим до 10 л заряда воды, пены, газа или порошка. Огнетушители с

большим объемом заряда относятся к передвижным, их корпуса устанавливаются на специальные тележки.

Огнетушители различаются по конструкции и типу используемого огнетушащего средства.

В соответствии с применяемым огнетушащим средством огнетушители могут быть:

- пенные (химические, химические воздушно-пенные, воздушно-пенные) (рисунок 24);

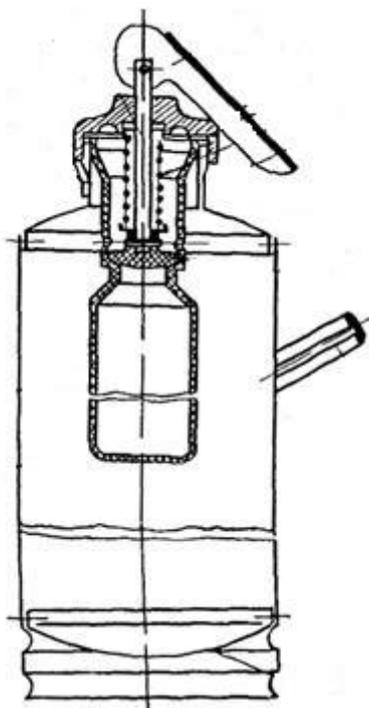


Рисунок 24 – Ручной пенный огнетушитель ОХП-10

- газовые (углекислотные, хладоновые, бромхладоновые) (рисунок 25);

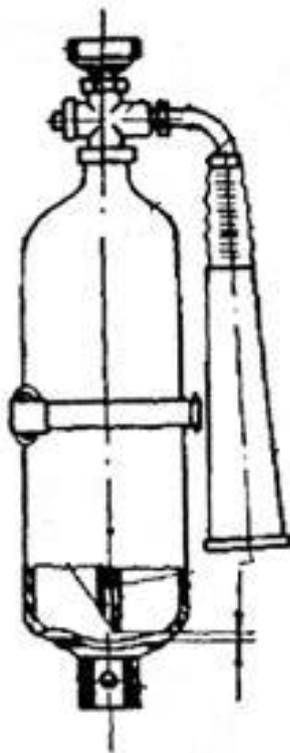


Рисунок 25 – Ручной углекислотный огнетушитель ОУ-2

- порошковые (рисунок 26).

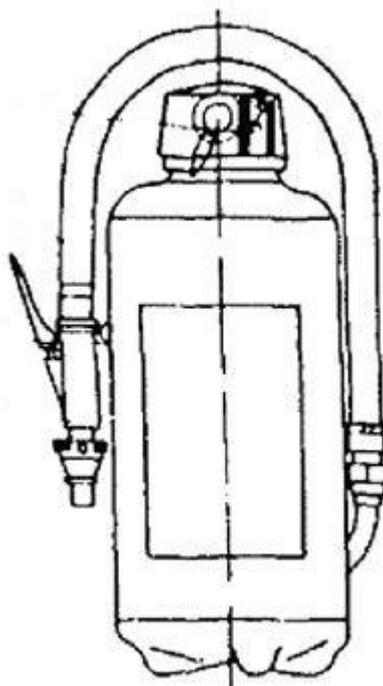


Рисунок 26 – Ручной порошковый огнетушитель ОП-5

Наибольшее распространение получили пенные, газовые и порошковые огнетушители. Водные огнетушители (ранцевой конструкции) применяются только в лесной отрасли и для подразделений разведки пожарной охраны и поэтому в данной Типовой инструкции не рассматриваются.

В местах установки огнетушителей температура окружающей среды должна быть не ниже 5 °С, за исключением газовых и порошковых огнетушителей, которые работоспособны при отрицательных температурах.

При наступлении похолоданий и на осенне-зимний период пенные огнетушители следует перенести в отапливаемое помещение, а на месте их постоянной установки вывешивается табличка с указанием нового местонахождения.

Огнетушители не допускается размещать вблизи отопительных и нагревательных приборов, а также в местах, не защищенных от действия солнечных лучей и атмосферных осадков.

Запорная арматура огнетушителей (краны, клапаны, рукоятки, крышки горловин и т.п.) должна после зарядки пломбироваться, к ней должна прикрепляться бирка с указанием даты зарядки и лица, ее производившего.

Регулярно огнетушители необходимо осматривать, очищать от грязи и пыли. Во время осмотров необходимо проверять состояние мембран и спрыска (пенные огнетушители), целостность пломбы и бирки. Огнетушители с неисправными узлами, глубокими вмятинами и коррозией на корпусе должны сниматься с эксплуатации.

Огнетушители, использованные во время пожара, а также во время занятий персонала или добровольных пожарных формирований на объекте, необходимо в кратчайшие сроки убрать из помещений для последующей их зарядки.

Для проведения занятий с применением огнетушителей рекомендуется использовать огнетушители, у которых наступил срок очередной перезарядки.

Не допускается одновременно отправлять на перезарядку более 50 % огнетушителей, находящихся в эксплуатации. Зарядка и проверка огнетушителей должны быть произведены в сжатые сроки.

Перед транспортировкой огнетушители необходимо упаковать таким образом, чтобы исключить удары корпуса о корпус.

#### **10.3.4. Вспомогательные средства и инвентарь**

Вспомогательные средства и инвентарь на подстанции:

##### 1) Песок.

Ящики вместимостью 0,5 м<sup>3</sup> с песком и лопатами (совками) устанавливаются только на основных отметках обслуживания турбогенераторов, у трансформаторов и масляных реакторов открытой установки, монтажных площадок, мазутных насосных, на эстакадах слива мазута, маслоаппаратных и т.п.

Тушение песком должно производиться путем разбрасывания его по горячей поверхности, чем достигается механическое воздействие на пламя и его частичная изоляция.

Песок, который хранится в металлических ящиках вместимостью 0,5 м<sup>3</sup>, должен быть постоянно сухим, сыпучим, без комков. Один раз в год его необходимо перемешивать и удалять комки.

Допускается применять песок для предотвращения растекания горючих жидкостей, а также для их засыпки с последующей уборкой помещения.

##### 2) Асбестовое полотно, войлок, кошма.

Асбестовое полотно, войлок, кошма должны размещаться только в тех местах, где их необходимо применять для защиты отдельного оборудования от огня или изоляции от искр и очагов загорания при аварийной ситуации.

При небольших пожарах асбестовое полотно, войлок, кошма набрасываются на горящую поверхность, изолируя ее от доступа воздуха.

Асбестовое полотно следует хранить в закрытом металлическом ящике, проверка состояния готовности к действию должна производиться не реже двух раз в год.

### 3) Внутренние пожарные краны.

Пожарные краны должны быть оборудованы пожарными рукавами и стволами, размещаться в пломбируемых шкафах. На дверце шкафа должен быть указан буквенный индекс «ПК», порядковый номер пожарного крана, номер телефона вызова пожарной помощи.

Пожарные рукава следует хранить сухими, хорошо скатанными и присоединенными к кранам и стволам. Один раз в год рукава необходимо перематывать, изменяя места складок.

Работоспособность пожарных кранов проверяется не реже одного раза в 6 мес. посредством пуска воды, результаты проверки регистрируются в специальном журнале. Исправная задвижка должна плотно закрываться без больших усилий и применения ручного инструмента.

Внутренние пожарные краны укомплектовываются пожарными напорными рукавами диаметром 51 мм и длиной от 15 до 20 м, а также стволами. Напорные рукава рассчитаны на рабочее давление 0,7 МПа.

Пожарные шкафы могут быть навесными или встроенными в стену. При установке шкафов на топливоподачах их конструкция не должна допускать скопления пыли.

В пожарных шкафах допускается устанавливать ручные огнетушители.

### 4) Пожарные топоры, багры, ведра и другой инвентарь.

Пожарные топоры, ведра и другой инвентарь предназначены для вскрытия конструкций или растаскивания горящих материалов. Этот инвентарь навешивается на пожарных щитах, устанавливаемых на строительных площадках, складах и других вспомогательных сооружениях.

Использование этого инвентаря в помещениях электростанций и подстанций не требуется.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему: «Реконструкция устройств релейной защиты и автоматики подстанции Волково напряжением 110/35/10 кВ в связи с расширением распределительного устройства 110 кВ» были выполнены все поставленные цели.

Была обоснована необходимость реконструкции подстанции Волково. Выбрана оптимальная схема ПС, оборудование, и релейная защиты и автоматики, установленные на неё. Все принятые решение по установке оборудования и РЗА являются соответствующими по климатическим условиям, запасом прочности к воздействию токов КЗ и условиям выбора, которые будут на должном уровне выполнять свои задачи в аварийных и нормальных режимах.

Спроектировано конструктивное исполнение ПС каменка. На выбранных защитах рассчитаны уставки и проверены по чувствительности. Релейная защита проходит по всем требованиям.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЕ ССЫЛКИ

1. Неклепаев Б.В. / Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. - СПб.: БХВ-Петербург. 2014. – 187 с.
2. Ангарова Т.В, Кашенева В.В. / Справочник по электроснабжению промышленных предприятий – 2-е изд., перераб и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 624 с. ил.
3. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник. Гриф МО РФ. - М.: Форум. 2016. – 385 с.
4. Афонин А.М. / Энергосберегающие технологии в промышленности. Учебное пособие. Гриф МО РФ. – М.: Форум. 2015. – 217 с.
5. Барыбин Ю.Г. / Справочник по проектированию электроснабжения. - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
6. Быстрицкий Г.Ф. / Общая энергетика. Учебник. - М.: Кнорус. 2016. – 243 с.
7. Васильев А.А., Крючков И.П.; Под ред. Васильева А.А. / Электрическая часть станций и подстанций – 2-е изд., перераб и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с: ил.
8. Герасименко А.А. / Передача и распределение электрической энергии (для бакалавров). – М.: Кнорус. 2014. – 156 с.
9. Замницкий В.А., Каплун А.В., Папир А.Н., Умов В.А. / Справочник: лопастные насосы. - Л: Машиностроение Ленинградское отделение, 1986. -334 с.: ил.
10. Кацман М.М / Справочник по электротехническим машинам. - М.: Академия. 2005. – 480 с.
11. Г.Б. Куликов / БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ: Учебник. - Моск. гос. ун-т печати. Москва: МГУП, 2010. - 408 с.
12. Кудрин Б.В. / Электроснабжение. Учебник для студентов учреждений ВПО. - М.: Академия. 2013. – 305 с.

13. Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельность: методические указания к практическим занятиям / А.Б. Булгаков – Бл.: Издательство АмГУ, 2014. – 101 с.
14. Сивков А.А., Сайгаш А.С., Герасимов Д.Ю. / Основы электроснабжения. - М.: Юрайт. 2016. – 173 с.
15. Фёдоров А.А., Сербиновский Г.В. / Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия. 1980. – 576 с.: ил.
16. Герасимова В.Г. / Электротехника – Москва: высшая школа 2003г – 182 с.
17. Романюк Ф.А. / Расчет установок микропроцессорных защит. – Минск.: БНТУ. 2017. – 43 с.
18. Гаджиев Р.А., Долин П.А., Симочатов Н.П. / Техника безопасности в электроэнергетических установках. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 40
19. Алексеев О.П., Козис В. Л. Автоматизация электроэнергетических систем: Учеб. пособие для вузов / и др.; Под ред. В.П Морозкина, Д. Энгелаге.– Москва: Энергоатомиздат, 2001 г.
20. Аманжолов Ж. Охрана труда в электроустановках. А. Фолиант. 2010 г.
21. Афанасьев В. В. Воздушные выключатели: расчет и проектирование, «Энергия», 2002 г.
22. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. - Москва: Энергоатомиздат, 2001 г.
23. Белов А.В. Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах напряжением выше 1000 В. Челябинск, ЧГАУ, 2009 г.
24. Будзко И.А, Гессен В.Ю. Электроснабжение Сельского хозяйства. Москва. Издательство «Колос». 2009г.
25. В.А Филикова «электротехнические и конструкционные материалы». Под редакцией – Москва: высшая школа 2000г