

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция устройств релейной защиты и автоматики подстанции Сулус/т напряжением 220 кВ в связи с установкой третьего трансформатора мощностью 40 МВА

Исполнитель  
студент группы 942об4

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Ю.М. Кульков

Руководитель  
доцент

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

А.Г. Ротачева

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

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Л.А Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента \_\_\_\_\_ Кулькова Юрия Максимовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция устройств релейной защиты и автоматики подстанции Сулус/т напряжением 220 кВ в связи с установкой третьего трансформатора мощностью 40 МВА

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_ 13.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Карта местоположение села, данные о местной системы электроснабжение села Сулус, данные о промышленности села., актуальное оборудование на подстанции.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика села Сулус, анализ существующей системы электроснабжение села Сулус, расчёт мощности тяговой подстанции, структурная схема тяговой подстанции, выбор средств защиты от перенапряжений, выбор релейных защит для элементов тяговой подстанции, расчет заземляющего устройства и определение зоны защиты молниеотводов, экономические расчеты, рассмотрение вопросов безопасности и экологичности реконструируемого участка

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 5 рисунков, 21 таблицу, 6 схем.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Консультант по безопасности и экологичности, доцент, канд.техн.наук - А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_ 19.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: А.Г. Ротачева, доцент  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_ 19.04.2023

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 104 стр., 5 рисунков, 21 таблицу, 30 источников.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, РЕЛЕ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, ПОДСТАНЦИЯ, СИСТЕМА, НАГРУЗКА, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ШИНА, ИЗОЛЯТОР, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО

В представленной работе разработан один из вариантов реконструкции устройств релейной защиты при вводе в эксплуатацию третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40МВА на тяговой подстанции Сулус.

Актуальность выпускной квалификационной работы обусловлена необходимостью повышения надёжности схемы электроснабжения, изменения гибкости схемы, обеспечение бесперебойного и безопасного снабжения потребителей электроэнергией. Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции 220/27,5/10 кВ «Сулус» и обновление физически и морально устаревшего состоянием электромеханического оборудования до современных стандартов с использованием микропроцессорных терминалов отечественного производства.

Реконструкция системы релейной защиты приведет к повышению качества защиты на объекте. Новизна и практическая значимость заключается в применении современных технологических решений для снижения числа аварийных ситуаций, оперативной связи между реле и регистрации событий.

## СОДЕРЖАНИЕ

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ .....	6
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МАГДАГАЧИНСКОГО РАЙОНА .....	10
1.1 Характеристика тяговой подстанции «Сулус» .....	10
1.2 Геологические условия.....	11
1.3 Климатические условия.....	13
2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	15
3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ОРУ 220 КВ ПС «СУЛУС» .....	22
3.1 Выбор высоковольтных выключателей .....	22
3.2 Выбор разъединителей .....	26
3.3 Выбор трансформаторов тока.....	28
3.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	33
3.5 Выбор ошиновки .....	37
3.5.1 Определение величины теплового импульса .....	37
3.5.2 Выбор сборных шин и токоведущих элементов.....	38
3.6 Выбор ограничителя перенапряжений .....	42
4 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА НА ПС «СУЛУС».....	47
4.1 Общие положения .....	47
4.2 Защита трансформатора на Сириус-ТЗ .....	49
4.3 Максимальная токовая защита .....	55
4.2 Выбор релейной защиты .....	58
4.4 Газовая защита.....	62

4.5 Автоматический ввод резерва (АВР).....	63
5 УСТРОЙСТВО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ПРИ ОТКАЗЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ	65
6 РАСЧЁТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА И МОЛНИЕЗАЩИТЫ	69
6.1 Расчет сопротивления заземляющего контура .....	69
6.2 Определение зоны защиты молниеотводов.....	73
7 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	78
7.1 Расчет капиталовложений по реконструкции устройств РЗА на тяговой подстанции Сулус .....	78
7.2 Определение эксплуатационных расходов реконструкции тяговой подстанции .....	81
8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА .....	84
8.1 Безопасность .....	84
8.2 Экологичность .....	93
8.3 Чрезвычайные ситуации и действия по их предотвращению .....	95
8.3.1 Аварийные ситуации и порядок действий по их предотвращению	95
8.3.2 Пожары и средства борьбы с возгораниями на тяговой подстанции	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	99
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	99

## НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В данной выпускной квалификационной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ИОТ РЖД-4100612-ТЭ-000-2019 – Инструкция по охране труда для электрика тяговой подстанции;

ГОСТ – 12.1.003-83 - Система стандартов безопасности труда. Шум;

ГОСТ – 12.1.002-84 - Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах;

ГОСТ – 12.03.82 - Требования безопасности при эксплуатации;

ПУЭ 7. Правила устройства электроустановок. Издание 7

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВЛ - воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ЗН - заземляющий нож;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ - комплектное распределительное устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОРУ - открытое распределительное устройство;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС - подстанция;

ПС – подстанция;

СН – среднее напряжение;

ТН - трансформатор напряжения;

ТСН - трансформатор собственных нужд;

ТТ - трансформатор тока;

УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

## ВВЕДЕНИЕ

Тема выпускной квалификационной работы была выбрана из списка предложенного АО ДРСК по вопросу реконструкции системы релейной защиты и автоматики подстанции «Сулус» напряжением 220 кВ из-за введения третьего трансформатора мощностью 40 МВА.

Актуальность на объекте реконструкции заключается в обновлении до современных таких видов защит на подстанции, как микропроцессорная на базе терминала «Сириус-ТЗ» российского производителя «РАДИУС Автоматика», в частности, защита секционных выключателей и шин на БЭ2704 производства ООО НПП «ЭКРА». За предыдущие 6 лет данный вопрос не поднимался, что обосновывает новизну при проведении реконструкции.

Целями реконструкции является обновление защиты электромеханического реле до современных стандартов, расчёт необходимых уставок срабатывания защит. Задачами данной ВКР являются:

- 1) повышения надёжности и качества электроснабжения потребителей;
- 2) безопасной эксплуатации основного и вспомогательного оборудования и сооружений путём внедрения передовых проектных решений.
- 3) повышения мощности тяговой подстанции, что позволит обеспечивать передвижение более тяжёлых составов поездов.

С точки зрения необходимости, реконструкция действующих сетей возникает в связи с ростом электрических нагрузок в результате расширения существующих и появления новых потребителей, присоединяемых к этим сетям, а также с необходимостью повышения надёжности снабжения потребителей.

Экономия ресурсов, как количество и пространства, что в современных условиях является одним из важных критериев, является достоинством выбранной микропроцессорной защиты, так как терминал объединяет в себе дифференциальную защиту трансформатора, МТЗ и газовую защиту.



Для достижения поставленной цели в выпускной квалификационной работе рассмотрены следующие разделы:

- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Сулус;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- выбраны устройства РЗА трансформатора;
- рассчитаны параметры настроек (уставок) для выбранных устройств РЗА;
- выбран источник оперативного тока на подстанции;
- рассмотрены аспекты безопасной эксплуатации электротехнического оборудования в разделе безопасность и экологичность.

В ходе реконструкции разработаны 6 схем, в которые включены: упрощенная однолинейная кольцевая схема, однолинейная схема подстанции, схема характеристик токов короткого замыкания, схема дифференциальной защиты секционных выключателей, схема сетевой автоматики и схема дифференциальной защиты трансформатора.

В работе использовался следующий программный комплекс: Microsoft Office Visio 2016.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МАГДАГАЧИНСКОГО РАЙОНА

## 1.1 Характеристика тяговой подстанции «Сулус»

По схеме внешнего электроснабжения тяговая подстанция «Сулус» - транзитная и имеет два ввода 220 кВ с двумя системами шин, секционированных выключателем: ВВОД №1 «Магдагачи», ВВОД №2 «Ключевая».

Подстанция была введена в эксплуатацию 27.12.1985 г.

На ОРУ-220 кВ расположены:

- масляные выключатели марки У-220 кВ;
- трансформаторы тока ТБМО 220 II 0,5/0,2S/0,5S/5P 100-300/1-5 которые используются для учёта электроэнергии;
- разъединители РГ-2-220/100 УХЛ1;
- силовые трансформаторы ТДТНЖ-40000-220/27,5/10 кВ.

Открытое распределительное устройство 220 кВ выполнено гибкими шинами АС-2х300 мм<sup>2</sup>.

Распределительное устройство 27,5 кВ используют для питания тяговой сети переменного тока и не тяговых линейных ж/д потребителей по линиям ДПР, а также ТСН. РУ на стороне 27,5 кВ имеет 2-ухфазную рабочую, секционированную и запасную систему шин. Контур заземления и рельсы подъездного пути соединены с воздушной отсасывающей линией, а к ним присоединена третья фаза обмоток понижающего трансформатора. Возможно подключение запасного выключателя к любой из секций, что обеспечивает питание любого фидера контактной сети при обслуживании и ремонте выключателя этого фидера.

Каждый из выключателей ОРУ 27,5 кВ подключен к секциям шин при помощи шинных разъединителей с заземляющими ножами, оборудованных электромагнитной и механической блокировкой.

На открытом распределительном устройстве 27,5 кВ используются масляные выключатели типа ВМКЭ 35 А-16/1000 – выключатель маломасляный, универсальный с электромагнитным приводом, номинальный ток которого 1000 А, а номинальный ток отключения 16 кА, данная серия выключателей имеет встроенный электромагнитный привод типа ПЭМУ.

ЗРУ-10 кВ на тяговой подстанции Сулус используется для питания районных потребителей, оно выполнено с двойной системой шин, секционированной выключателем.

На нём установлены:

- выключатели ВМПЭ-10-1000(630)-20-ПЭ-11УЗ в ячейках КВВО-2;
- трансформаторы тока ТЛМ-10 300/5 и ТЛМ-10 50/5;
- измерительные трансформаторы НТМИ 10000/100/ $\sqrt{3}$ ;
- гибкая ошиновка АС-2х185 мм<sup>2</sup>, которая соединяет понижающие трансформаторы и ЗРУ.

Также на подстанции есть кислотные свинцовые аккумуляторы типа 8ОРzV800 для создания постоянного оперативного тока. Расположены эти аккумуляторы в специальном помещении, которое оборудовано вытяжной вентиляцией.

В случае исчезновения напряжения, для питания собственных нужд подстанции присутствует дизельный генератор ДГА-75

## **1.2 Геологические условия**

Магдагачинский район расположен на северо-западной части Амурской области. Граничит с Зейским районом на северо-востоке, на востоке с Шимановским районом, со Сковородинским районом на западе, на юге по его территории проходит государственная граница России с КНР по р. Амур. Площадь района — 16 667 км<sup>2</sup>

Расположение района показано на рисунке 1.

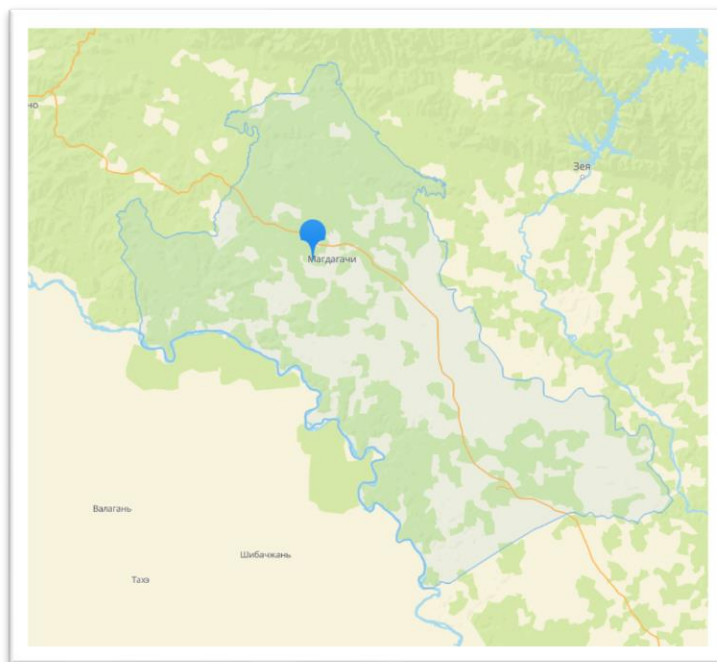


Рисунок 1 – расположение Магдагачинского района (2023 г.)

Тяговая подстанция Сулус находится в селе Сулус, которое находится в Магдагачинском районе Амурской области России и входит в сельское поселение Дактуйский сельсовет. Само село расположено в девяти километрах от центра сельского поселения Дактуй и в сорока километрах от районного центра – поселка городского типа Магдагачи. Данное село основано в 1910 году.

В инфраструктуру села входят:

- станция Сулус Забайкальской Железной Дороги;
- десятый околоток Магдагачинской дистанции пути ПЧ-14;
- тяговая подстанция.

Место расположения села Сулус показано на рисунке 2.



Рисунок 2 - село Сулус со спутника (2023 г.)

### **1.3 Климатические условия**

Рассмотрим климатические условия Магдагачинского района, которые необходимы для расчетов при выборе электрооборудования, а также для определения параметров заземляющих устройств и зон защит от прямых ударов молнии.

Территория на котором расположена рассматриваемая подстанция относится к резко-континентальному климату. Что касается муссонности – она выражается почти только северо-западными ветрами зимой и резким преобладанием летних осадков.

Длительность безморозного периода – от 150 до 180 дней.

При составлении климатической характеристики Магдагачинского района использовались нормативные и геологические данные. Исходные значения для удобства вынесены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия Магдагачинского района

Климатические условия	Расчетные величины
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Температура гололедообразования	-10
Район по ветру	III
Годовое количество осадков, мм	430
Район по снегу	III
Преобладающее направление ветра (в зимний период)	СЗ
Преобладающее направление ветра (в летний период)	ЮЗ
Число грозových часов в год	~50
Температура в зимнее время суток	-26.2
Температура в летнее время суток	+18.8

## 2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчитываем токи короткого замыкания для последующего выбора уставок защит трехобмоточного силового трансформатора, не учитывая РПН.

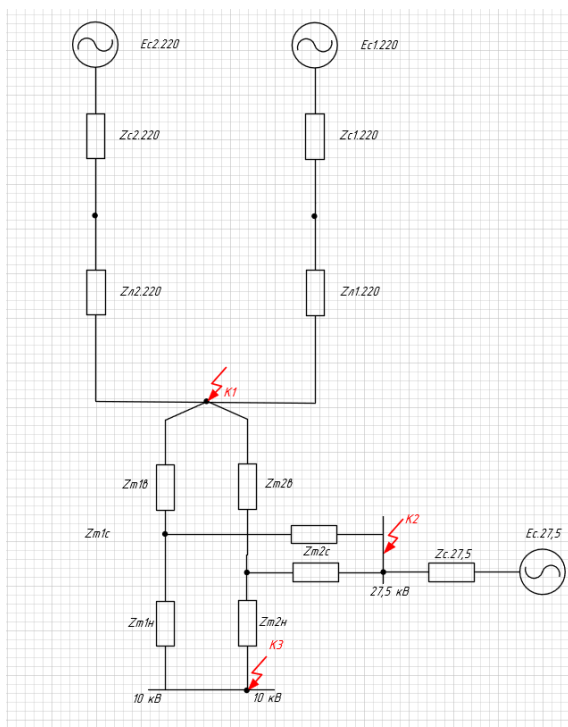


Рисунок 3 - Расчётная схема тяговой подстанции Сулус

Короткое замыкание (КЗ) - замыкание между фазами, замыкание фаз на землю (нулевой провод) в сетях с эффективно – и глухо – заземленными нейтральными, а также витковые замыкания в электрических агрегатах. Короткие замыкания происходят из-за нарушения изоляции электроцепей. Причиной таких нарушений может быть:

- естественное старение и вследствие этого пробой изоляции;
- набросы на провода линий электропередачи;
- обрыв проводов с последующим падением на землю;
- повреждения механического характера изоляции кабельных линий;
- попадание в линии электропередачи молнии и др.

В трехфазных электроустановках возникают двух- и трёхфазные КЗ. В трехфазных сетях с эффективно – и глухо – заземленными нейтральными могут возникнуть также одно – и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

Короткие замыкания, обычно, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, которые превосходят номинальные в несколько раз.

Протекание токов короткого замыкания увеличивает потери электроэнергии в контактах и проводниках, что приводит к их повышенному нагреву. Нагрев ускоряет старение и разрушение изоляции, а также вызывает сваривание и выгорание контактов, в том числе потерю механической прочности проводов и шин.

По данным АО «ДРСК» мощность КЗ системы при однофазном КЗ,  
 $S_{к.з.} = 1622 \text{ МВА}$ .

Определим сопротивление системы по следующей формуле:

$$X_c = X_{резл} = \frac{U_{СТ}}{S_k}; \quad (2.1)$$

$$X_c = \frac{(230 \times 10^3)^2}{1622 \times 10^6} = 32.61 \text{ Ом.}$$

Определяем ударный коэффициент:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (2.2)$$

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 1,82,$$



где  $T_a$  – постоянная времени затухания (0,05 с).

Ток трёхфазного КЗ определяем по формуле:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{CT}}{\sqrt{3} \times X_C} \quad (2.3)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{230}{\sqrt{3} \times 32,61} = 4,07 \text{ кА.}$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{CT}}{\sqrt{3} \times (X_C + X_B)}; \quad (2.4)$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{27,5}{\sqrt{3} \times (32,61 + 28,66)} = 4,02 \text{ кА;}$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{CT}}{\sqrt{3} \times (X_C + X_B + X_H)}; \quad (2.5)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{11}{\sqrt{3} \times (32,61 + 28,66 + 0,29)} = 3,92 \text{ кА.}$$

Токи двухфазного КЗ:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{K1}^{(3)}; \quad (2.6)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 4,07 = 3,52;$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{K2}^{(3)}; \quad (2.7)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 4,02 = 3,48;$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{K3}^{(3)}; \quad (2.8)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 3,92 = 3,39.$$

Токи однофазных КЗ:

$$I_K^{(1)} = 0,55 \times I_K^{(3)}$$

$$I_{K1}^{(1)} = 0,55 \times I_{K1}^{(3)} = 0,55 \times 4,07 = 2,24 \text{ кА};$$

$$I_{K2}^{(1)} = 0,55 \times I_{K2}^{(3)} = 0,55 \times 4,02 = 2,21 \text{ кА};$$

$$I_{K3}^{(1)} = 0,55 \times I_{K3}^{(3)} = 0,55 \times 3,92 = 2,16 \text{ кА}.$$

Ударные токи КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \times K_y \times I_K^{(3)}, \quad (2.9)$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \times 1,82 \times 4,07 = 10,47 \text{ кА.}$$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \times 1,82 \times 0,08 = 10,35 \text{ кА;}$$

$$i_{y3} = \sqrt{2} \times 1,82 \times 0,03 = 10,08 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая токов КЗ:

$$i_a = \sqrt{2} \times I_K^{(3)}; \tag{2.10}$$

$$i_{a1} = \sqrt{2} \times I_{K1}^{(3)} = \sqrt{2} \times 4,07 = 5,76 \text{ кА;}$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \times I_{K2}^{(3)} = \sqrt{2} \times 4,02 = 5,69 \text{ кА;}$$

$$i_{a3} = \sqrt{2} \times I_{K3}^{(3)} = \sqrt{2} \times 3,92 = 5,54 \text{ кА.}$$

Сопротивления обмоток трансформатора, где  $S_{н.тр.}$  – номинальная мощность трансформатора:

$$X_{ТВ} = \frac{U_{k.B}}{100} \times \frac{U_{CT}^2}{S_{н.тр}}; \tag{2.11}$$

$$X_{ТС} = \frac{U_{k.C}}{100} \times \frac{U_{CT}^2}{S_{н.тр}}; \tag{2.12}$$

$$X_{TH} = \frac{U_{к.Н}}{100} \times \frac{U_{CT}^2}{S_{н.мп}}. \quad (2.13)$$

При  $U_{к.В}=22$ ;  $U_{к.С}=12,5$ ;  $U_{к.Н}=9,5$ .

$$X_{TB} = \frac{22}{100} \times \frac{230^2}{40} = 290,95;$$

$$X_{TC} = \frac{12,5}{100} \times \frac{27,5^2}{40} = 2,36;$$

$$X_{TH} = \frac{9,5}{100} \times \frac{11^2}{40} = 0,29.$$

Примем:  $S_6=100$  МВА,  $U_6=230$  кВ,  $E=0,325$ .

Базисные токи:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_{61}}; \quad (2.14)$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_{62}}; \quad (2.15)$$

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_{63}}; \quad (2.16)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 230} = 0,25;$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 35} = 1,64;$$

$$I_{\sigma 3} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 11} = 5,25.$$

Результаты расчётов внесем в таблицу 2.

Таблица 2 – Результат расчётов КЗ

Расчётная точка	Ток 1-фазного КЗ	Ток 2-фазного КЗ	Ток 3-фазного КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА	Апериодическая составляющая тока КЗ, кА	Периодическая составляющая тока КЗ, кА
К-3 (220 кВ)	-	3,39	3,92	10,47	5,76	4,06
К-2 (27,5 кВ)	-	3,48	4,02	10,35	5,69	4,02
К-1 (10 кВ)	2,24	3,52	4,07	10,08	5,54	3,92

## 3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ОРУ 220 КВ ПС «СУЛУС»

### 3.1 Выбор высоковольтных выключателей

Выбор высоковольтных выключателей производится по конструктивному выполнению и месту установки (наружная или внутренняя), по номинальному напряжению, току и проверяются на действие токов короткого замыкания.

Предварительно выберем секционный выключатель ВВ/TEL-10-20/1600 с выкатным элементом ВВ/TEL.

Тепловой импульс короткого замыкания:

$$B_{\kappa} = I_{n0}^2 \times (t_{откл} + T_a); \quad (3.1)$$

$$B_{\kappa} = 4,17^2 \times (1 + 0,01) = 17,56 \text{ кА}^2 \times \text{с}.$$

$$I_{ат} = 0,04 \text{ кА}.$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \times \beta_{норм} \times I_{откл.ном}}{100}; \quad (3.2)$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \times 57 \times 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА}.$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \times t_{тер} = 12,5^2 \times 1 = 156 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

Максимальный ток выключателя на стороне НН:

$$I_{\max.p} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}}; \quad (3.3)$$

$$I_{\max.p} = \frac{\sqrt{55,60^2 + 10^2}}{\sqrt{3} \times 10} = 3260 \text{ А.}$$

Выбираем вводной выключатель марки ВВ/TEL-10-20/1600

Таблица 3 – выбор выключателей 10 кВ

ВВОД - ВВ/TEL-10-20/1600		
Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=1600 \text{ А}$	$I_{\max}=1600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$
$I_{\text{откл.ном}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=4,17 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$I_{\text{а.ном}}=10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=0,04 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=4,17 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$I_{\text{днн}}=52 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}=0,08 \text{ кА}$	$I_{\text{днн}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}}=156 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_{\text{к}}=17,56 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
ФИДЕР - ВВ/TEL-10/630		
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\max}=96 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$
$I_{\text{откл.ном}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=3,84 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$I_{\text{а.ном}}=10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=0,04 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}}=12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=4,17 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$I_{\text{днн}}=52 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}}=0,08 \text{ кА}$	$I_{\text{днн}} \geq I_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}}=20 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_{\text{к}}=17,56 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL, имеют следующие преимущества:

- высокий коммутационный и механический ресурс;
- малое потребление энергии по цепям управления (принцип механической защёлки);
- малые габариты и вес;
- отсутствие ремонтов в течении всего срока эксплуатации;
- возможность установки в КРУ старых типов при реконструкции электрической установки.

Выбираем вводной выключатель марки ВР35НС

Таблица 4 –Выбор выключателя 27,5 кВ

ВВОД - ВР35НС-20/1600 УХЛ1		
Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_{н}=40,5$ кВ	$U_{сет.ном}=35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1600$ А	$I_{max}=1064,2$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном}=25$ кА	$I_{пт}=4,02$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$I_{а.ном}=20,15$ кА	$i_{ат}=0,04$ кА	$I_{а.ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв}=25$ кА	$I_{п0}=0,08$ кА	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$I_{днн}=64$ кА	$I_{уд}=0,21$ кА	$I_{днн} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \times t_{тер}=625$ кА <sup>2</sup> ×с	$B_{к}=0,01$ кА <sup>2</sup> ×с	$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_{к}$
ВР35НС-25/1600 УХЛ1		
$U_{ном}=27,5$ кВ	$U_{сет.ном}=27,5$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1600$ А	$I_{max}=1064,2$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном}=25$ кА	$I_{пт}=4,02$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$I_{а.ном}=20,15$ кА	$i_{ат}=0,04$ кА	$I_{а.ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв}=52$ кА	$I_{п0}=20$ кА	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$I_{днн}=64$ кА	$I_{уд}=0,21$ кА	$I_{днн} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \times t_{тер}=625$ кА <sup>2</sup> ×с	$B_{к}=20,15$ кА <sup>2</sup> ×с	$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_{к}$

Особенно перспективными при напряжении 27,5, 35 кВ является использование вакуумных выключателей серии ВР27,5НС, имеющих:

- малое время отключения;



- малое потребление энергии по цепям управления (принцип пружинных выключателей);
- малые габариты и вес;
- возможность установки в КРУ старых типов при реконструкции электрической установки.

Выбираем вводной выключатель марки ВЭБ-220П 40/2500 УХЛ1

Таблица 5 –Выбор выключателя 220 кВ

ВВОД - ВЭБ-220П40/2500 ХЛ1		
Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_{ном}=220$ кВ	$U_{сет.ном}=220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=3150$ А	$I_{max}=409,4$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном}=50$ кА	$I_{нт}=0,03$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{нт}$
$I_{а.ном}=40,30$ кА	$i_{ат}=0.04$ кА	$I_{а.ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв}=50$ кА	$I_{п0}=0,03$ кА	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$I_{днн}=64$ кА	$I_{уд}=10,47$ кА	$I_{днн} \geq I_{уд}$
$I^2_{тер} \times t_{тер}=50^2$ кА <sup>2</sup> ×с	$B_k=6,21$ кА <sup>2</sup> ×с	$I^2_{тер} \times t_{тер} \geq B_k$

Для ОРУ-220 кВ выберем элегазовый выключатель марки ВЭБ-220П 40/2500 УХЛ1, так как данный выключатель имеет ряд преимуществ по сравнению с другими выключателями на напряжение 220 кВ:

- 1) В связи с полным отсутствием масла в выключатели, они более экологически чистые и соответствуют высоким природоохранным требованиям;
- 2) Обладает высоким коммутационным ресурсом, превосходящим в 2-3 раза коммутационный ресурс лучших зарубежных аналогов;
- 3) Сохранение электрической прочности изоляции выключателя при напряжении равном 1,15 наибольшего фазного напряжения в случае потери избыточного давления газа в выключателе;
- 4) Возможность отключения токов нагрузки при потере избыточного давления газа в выключателе.

Из-за отсутствия масла в выключателе, нет необходимости обогрева выключателя, что снижает нагрузку на трансформаторе собственных нужд и позволяет экономить электроэнергию, приходящуюся на обогрев 24 полюсов масляных выключателей в размере 115,2 кВт в сутки и около 97000 кВт в течении отопительного периода.

### **3.2 Выбор разъединителей**

Выбор разъединителей произведем по примеру выключателей, за исключением проверки отключающей способности, ведь они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

Для ОРУ-220/27,5/10 кВ выберем разъединители нового поколения, улучшенной серии марки РГН, которые по сравнению с выпускаемыми ранее разъединителями имеют некоторые преимущества:

- стальные части разъединителей покрыты стойким антикоррозийным покрытием горячим и термодиффузионным цинком.
- разъединители способны работать при гололеде до 20 мм, предыдущие же версии были работоспособно лишь до 10 мм;
- цоколи выпускаются более жесткими, что увеличивает их срок службы;
- шарниры валов и тяг не требуют обслуживания, так как имеют полимерные прокладки с низким коэффициентом трения;
- на замену гибким связям используются выводные контакты скользящего типа с вращением на закрытых шарикоподшипниках качения с заложеной в них долговременной смазкой на весь срок службы и с герметичным уплотнением подшипников и контактов;
- контакты главных ножей и заземлителей выполнены с использованием контактных стержней из бронзового сплава, что позволяет не вносит корректировки на протяжении всего срока службы.

Для удобства вынесем выбранные разъединители в таблицы 6-8.

Таблица 6 – Выбор разъединителей 10 кВ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
РКВЗ-10/630- УХЛ2		
$U_{ном}=12$ кВ	$U_{сет.ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630$ А	$I_{max}=290$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{днн}=50$ кА	$I_{уд}=10,08$ кА	$I_{днн} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \times t_{тер}=20^2 \times 4$ кА <sup>2</sup> ×с	$B_k=96$ кА <sup>2</sup> ×с	$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_k$
РГН-2-35/1000УХЛ1		
$U_{ном}=35$ кВ	$U_{сет.ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1000$ А	$I_{max}=290$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{днн}=40$ кА	$I_{уд}=10,08$ кА	$I_{днн} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \times t_{тер}=16^2 \times 4$ кА <sup>2</sup> ×с	$B_k=56,2$ кА <sup>2</sup> ×с	$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_k$

Таблица 7 – Выбор разъединителей 27,5 кВ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
РГН-1-35/1000УХЛ1		
$U_{ном}=35$ кВ	$U_{сет.ном}=27,5$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1000$ А	$I_{max}=618$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{днн}=40$ кА	$I_{уд}=10,35$ кА	$I_{днн} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \times t_{тер}=16^2 \times 4$ кА <sup>2</sup> ×с	$B_k=56,2$ кА <sup>2</sup> ×с	$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_k$
РГ-2-35/2000УХЛ1		
$U_{ном}=35$ кВ	$U_{сет.ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=2000$ А	$I_{max}=1064,2$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{днн}=40$ кА	$I_{уд}=10,35$ кА	$I_{днн} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \times t_{тер}=16^2 \times 4$ кА <sup>2</sup> ×с	$B_k=56,2$ кА <sup>2</sup> ×с	$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_k$

Таблица 8 – Выбор разъединителей 220 кВ

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
РГ-2-220/1000УХЛ1		
$U_{ном}=252$ кВ	$U_{сет.ном}=220$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1000$ А	$I_{max}=409,4$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$

$I_{днн}=80 \text{ кА}$	$I_{уд}=10,47 \text{ кА}$	$I_{днн} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \times t_{тер}=31,5^2 \times 3 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_k=2,5 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_k$
РГ-2-35/2000УХЛ1		
$U_{ном}=252 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max}=409,4 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{днн}=80 \text{ кА}$	$I_{уд}=10,47 \text{ кА}$	$I_{днн} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \times t_{тер}=31,5^2 \times 3 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_k=2,5 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_{тер}^2 \times t_{тер} \geq B_k$

### 3.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, а также для изоляции реле, измерительных приборов и обслуживающего персонала от высокого напряжения (10-220 кВ) в установках переменного тока частотой 50 и 60 Гц.

Нормальным режимом работы трансформаторов тока считается режим короткого замыкания, так как токовые цепи измерительных приборов и устройств защиты, которые подключены к его вторичной обмотке, имеют малое сопротивление.

Трансформаторы тока изготавливаются для наружной и внутренней установки и могут быть встроенными, проходными, шинными, опорными, с фарфоровой или литой изоляцией. Трансформаторы тока (все кроме встроенных) имеют три варианта по конструктивному исполнению первичной обмотки. Оно может быть одно, двух и многовитковое. Роль первичной обмотки встроенных трансформаторов тока выполняют высоковольтные вводы (10-220 кВ) масляных или силовых трансформаторов.

В условных обозначениях трансформаторов внутренней и наружной установки буквы означают: Т – трансформатор тока; П – проходной; Ш – шинный; ТВ – встроенный; 3 – для защиты от замыканий на землю (для трансформаторов ТФЗМ, вторичная обмотка – звеньевого типа); Л – с литой изоляцией;

Ф – в фарфоровом корпусе; М – модернизированный; Н – наружной установки; Р – с сердечником для релейной защиты; У – усиленный (повышенная электродинамическая стойкость).

Трансформаторы тока также выбирают по вторичной нагрузке по условию:

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2, \quad (3.5)$$

где  $Z_{2\text{ном}}$  – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом;  $Z_2$  – вторичная нагрузка, присоединённая к проверяемой обмотке ТТ, Ом.

Проверим выбор трансформаторов тока по вторичной нагрузке. Индуктивное сопротивление токовых цепей очень малое, поэтому  $Z_2 \approx R_2$ . Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (3.6)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (3.7)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами, ВА;  $I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух или трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. От их длины и сечения соединительных проводов зависит их сопротивление. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$Z_{2\text{ном}} \geq r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (3.8)$$

Зная  $r_{\text{пр}}$  можно определить сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (3.9)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода,  $\rho = 1,75 \cdot 10^{-8}$  Ом·м;  
 $l_{\text{расч}}$  – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, м.

При включении схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов в одну фазу:

$$l_{\text{расч}} = 2 \cdot l, \quad (3.10)$$

где  $l$  – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, м.

При включении схемы в неполную звезду:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l, \quad (3.11)$$

При включении схемы в полную звезду:

$$l_{\text{расч}} = l, \quad (3.12)$$

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец) можно принять для разных присоединений равной значениям (приблизительно): для КРУ 10 кВ – 30-50 м, ОРУ-27,5 кВ – 60-75 м, ОРУ-220 кВ – 100-150 м.

По условию сечение не должно быть меньше  $2,5 \text{ мм}^2$ , при этом сечение больше  $10 \text{ мм}^2$  обычно не применяется.

По нагрузке вторичной обмотки:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_A + S_{\text{сч}} + S_{\text{реле}}}{I_2^2}, \quad (3.13)$$

$$Z_{\text{приб}} = \frac{0,5 + 2 + 0,1}{25} = 0,104 \text{ Ом.}$$

Определим сопротивления проводов с минимальным сечением  $2,5 \times 10^{-6} \text{ м}^2$ :

$$r_{\text{пр}} = \frac{1,75 \times 10^{-8} \times \sqrt{3} \times 30}{2,5 \times 10^{-6}} = 0,36 \text{ Ом,}$$

$$Z_2 = 0,184 + 0,36 + 0,1 = 0,64 \text{ Ом.}$$

Из-за того, что нагрузка, присоединенная к вторичной цепи ТТ превышает значения допустимой номинальной нагрузки выбранного трансформатора, имеет смысл увеличить сечения проводов, за счет чего уменьшатся сопротивления провода и проведем расчет.

Примем сечение провода  $4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$ :

$$Z_{\text{пр}} = \frac{1,75 \times 10^{-8} \times \sqrt{3} \times 30}{4 \times 10^{-6}} = 0,23 \text{ Ом,}$$

$$Z_2 = 0,184 + 0,23 + 0,1 = 0,51 \text{ Ом.}$$

Согласно условию  $Z_{2ном} \geq Z_{расч}$ ,  $0,6 > 0,51 \text{ Ом}$ , (условие выполняется).

Исходя из данных значений выбираем трансформаторы тока.

Для удобства вынесем выбранные трансформаторы тока в таблицу 9.

Таблица 9 – Выбранные трансформаторы напряжения

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
ВВОД 220 - ТРГ- 220 УХЛ1		
$U_p=220 \text{ кВ}$	$U_n=252 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_{ном}=600 \text{ А}$	$I_p=409,4 \text{ А}$	$I_p \leq I_{ном}$
$Z_{2ном}=20 \text{ Ом}$	$Z_2=0,511 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин}=70,71 \text{ кА}$	$I_{уд}=10,47 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \times t_T = 1428 \text{ А}^2 \times \text{с}$	$B_k=2,5 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T^2 \times t_T \geq B_k$
ПЕРВИЧНАЯ ОБМОТКА ТР-РА - ТВТ- 220 УХЛ1		
$U_p=220 \text{ кВ}$	$U_n=220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_{ном}=600 \text{ А}$	$I_p=157,5 \text{ А}$	$I_p \leq I_{ном}$
ВВОД 27,5 - ТОЛ-СЭЩ35		
$U_p= 27,5 \text{ кВ}$	$U_n=27,5 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_{ном}=1200 \text{ А}$	$I_p=1064,2 \text{ А}$	$I_p \leq I_{ном}$
$Z_{2ном}=6$	$Z_2=0,153$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин}=141,42 \text{ кА}$	$I_{уд}=10,35 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \times t_T = 2304 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_k=29,8 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T^2 \times t_T \geq B_k$
ФИДЕРА - ТОЛ-СЭЩ27,5		
$U_p= 27,5 \text{ кВ}$	$U_n=27,5 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_{ном}=1200 \text{ А}$	$I_p=618 \text{ А}$	$I_p \leq I_{ном}$
$I_{дин}=40 \text{ кА}$	$I_{уд}=10,35 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \times t_T = 2304 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_k=29,8 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T^2 \times t_T \geq B_k$
ФИДЕР ДПР - ТОЛ-СЭЩ35		



$U_p=27,5$ кВ	$U_H=27,5$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_{ном}=200$ А	$I_p=9,3$ А	$I_p \leq I_{ном}$
$I_{дин}=40$ кА	$I_{уд}=10,35$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \times t_T=64$ кА <sup>2</sup> ×с	$B_K=21,3$ кА <sup>2</sup> ×с	$I_T^2 \times t_T \geq B_K$
<b>ФИДЕР ТСН - ТОЛ-СЭЦ35</b>		
$U_p=27,5$ кВ	$U_H=27,5$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_{ном}=200$ А	$I_p=8$ А	$I_p \leq I_{ном}$
$I_{дин}=40$ кА	$I_{уд}=10,35$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \times t_T=64$ кА <sup>2</sup> ×с	$B_K=21,3$ кА <sup>2</sup> ×с	$I_T^2 \times t_T \geq B_K$
<b>ВВОД - ТЛМ-10/0,5/3</b>		
$U_p=10$ кВ	$U_H=10$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_{ном}=400$ А	$I_p=290$ А	$I_p \leq I_{ном}$
$Z_{2ном}=6$	$Z_2=0,153$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин}=90$	$I_{уд}=10,08$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \times t_T=784$ кА <sup>2</sup> ×с	$B_K=11,78$ кА <sup>2</sup> ×с	$I_T^2 \times t_T \geq B_K$
<b>ФИДЕРА 10 кВ</b>		
$U_p=10$ кВ	$U_H=10$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_{ном}=200$ А	$I_p=96$ А	$I_p \leq I_{ном}$
$Z_{2ном}=6$	$Z_2=0,153$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин}=90$	$I_{уд}=10,08$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \times t_T=324$ кА <sup>2</sup> ×с	$B_K=11,78$ кА <sup>2</sup> ×с	$I_T^2 \times t_T \geq B_K$

### 3.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения являются масштабными преобразователями и предназначены для питания напряжением 100 В электроизмерительных приборов, защиты автоматики и сигнализации в сетях переменного тока частотой 50 и 60 Гц. Трансформаторы напряжения изолируют цепи напряжением до 1000 В от цепей напряжением выше 1000 В.

Трансформаторы напряжения предназначены для работы в сетях с изолированной или заземлённой нейтралью и имеют несколько значений номинальной мощности (0,2; 0,5; 1; 3).

Исходя из данных значений выбираем для ОРУ-220 кВ трансформатор напряжения марки НАМИ-220, т.к. он уже установлен на тяговой подстанции.

Для ОРУ – 27,5 кВ выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ 35, который по своим техническим характеристикам схож со своими зарубежными аналогами, но поставки и заказ данного трансформатора значительно быстрее и удобнее. Так же данный трансформатор напряжения имеет ряд технических преимуществ перед масляными трансформаторами напряжения.

Для ЗРУ-10 кВ выбираем трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЩ-10, который имеет ряд преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения:

Главное преимущество перед масляными трансформаторами напряжения – взрыво- и пожаробезопасность;

Также есть возможность заменить один или несколько трансформаторов, которые входят в трехфазную группу и вышли из строя по какой-либо причине;

При обратном чередовании фаз сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс, точности, в то же время имеется возможность проверки работоспособности дополнительной обмотки, которая соединяется в замкнутый треугольник по сравнению с трехфазным масляным ТН типа НАМИ-10-95.

Буквы в условных обозначениях ТН обозначают: Н – трансформатор напряжения, К – каскадный, Ф – с фарфоровой крышкой, З – с заземляемой первичной обмоткой, О – однофазный. А - антирезонансный, М – с естественной циркуляцией масла и воздуха, И – для контроля изоляции сети, Л – с литой изоляцией, Т – трёхфазный.

Трёхфазная группа трансформаторов напряжения НАЛИ обеспечивает питание приборов учета электроэнергии, аппаратуры, релейных (микропроцес-

сорных) защит и автоматики, а также используется для контроля изоляции в сетях 6 (10), 35 кВ с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

Трехфазная антирезонансная группа измерительных трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЩ-6(10) -1(3) состоит из четырех залитых эпоксидным компаундом трансформаторов, закрепленных на установочной раме.

Трансформаторы с заземлённым вводом первичной обмотки серий ЗНОЛ-СЭЩ 35 устанавливаются в сетях 6-35 кВ с изолированной нейтралью. Трансформаторы напряжения НАМИ применяются в сетях переменного тока с частотой 50 и 60 Гц напряжением 110 и 220 кВ с заземлённой и изолированной нейтралью.

Трансформаторы напряжения серии НАМИ предназначены для передачи непрерывного информационного сигнала приборам измерения, устройствам защиты, сигнализации и управления.

Проверка по нагрузке вторичной цепи, ВА:

$$S_{2н} = S_{2\Sigma}, \quad (3.14)$$

где  $S_{2н}$  – номинальная нагрузка трансформатора в выбранном классе точности, ВА;  $S_{2\Sigma}$  – суммарная вторичная нагрузка, ВА.

Класс обмотки измерительных трансформаторов напряжения должен быть не ниже 0,5 так как во вторичной цепи имеются приборы учета.

Расчетные схемы, перечень и количество приборов, а также потребляемую ими мощность, принимаем по справочным данным.

Перечень измерительных приборов и потребляемая ими мощность приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Нагрузки трансформатора

Прибор	Тип	Число катушек напряжения в приборе, шт.	Число приборов, шт.	Потребляемая мощность, ВА		$\cos\varphi_{пр.}$	$\sin\varphi_{пр.}$	Суммарная мощность, ВА	
				Одного прибора	Всех приборов			$P_{пр},$ Вт	$Q_{пр},$ вар
ОРУ-220 кВ									
Счетчик	A1800	-	1	4	4	-	-	4	-
Вольтметр	Э-378	1	1	2	2	1	0	2	0
Реле напряжения	РН-54	1	3	1	3	1	0	3	-
Итого								9	-
ОРУ-27,5 кВ									
Счетчик	A1800	-	1	4	4	-	-	4	-
Реле напряжения	РН-54	1	3	1	3	1	0	3	-
Вольтметр	Э-378	1	1	2	2	1	0	2	0
ЭР защиты фидера	УЭЗФМ	1	4	4	16	1	0	16	0
Определит. места к.з. на к/с	ОМП71	1	2	1	2	1	0	1	0
Итого								26	0
ЗРУ-10 кВ									
Счетчик	A1800	-	1	4	4	-	-	4	-
Вольтметр	Э-378	1	1	2	2	1	0	2	0
Реле напряжения	РН-54	1	3	1	3	1	0	3	-
Итого								9	0

Для РУ-220кВ выбираем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-220-65 ХЛ1, с классом точности 0,5.

Для РУ-27,5 кВ выбираем измерительные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ 35, с классом точности 0,5.

Для РУ-10 кВ выбираем измерительный трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЩ-10-66 У3, с классом точности равным 0,5.

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} . \quad (3.15)$$

Результаты выбора трансформаторов напряжения сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Выбор трансформаторов напряжения

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
<b>НАМИ-220</b>		
$U_{HT}=252 \text{ кВ}$	$U_H=220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H=1000 \text{ А}$	$S_p=81 \text{ А}$	$S_H \geq S_p$
<b>ЗНОЛ-СЭЩ-35</b>		
$U_{HT}=35 \text{ кВ}$	$U_H=27,5 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H=600 \text{ А}$	$S_p=676 \text{ А}$	$S_H \geq S_p$
<b>НАЛИ-СЭЩ-10</b>		
$U_{HT}=220 \text{ кВ}$	$U_H=252 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H=900 \text{ А}$	$S_p=81 \text{ А}$	$S_H \geq S_p$

Исходя из результатов выбранный ТН соответствует необходимым условиям и может быть установлен.

### 3.5 Выбор ошиновки

#### 3.5.1 Определение величины теплового импульса

Электрические аппараты и токоведущие элементы по термической устойчивости в режиме короткого замыкания,  $\text{кА}^2\text{с}$ , проверяют по формуле:

$$B_k = (I_o'')^2 \cdot (B_o \cdot t_k + T_a), \quad (3.16)$$

где  $B_o$  – относительное значение теплового импульса для источников питания неограниченной мощности,

$B_o=1$ ;  $I_o''$  – сверхпереходной ток короткого замыкания;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, с;  $T_a=0,05$  с;

$T_a$  – Тепловой импульс характеризует тепловую устойчивость электрического оборудования при коротких замыканиях в системе. Для расчета жестких

шин открытых распределительных проверка на электродинамические усилия обязательна;

$t_k$  – время действия тока короткого замыкания, с;

$$t_k = t_3 + t_B, \quad (3.17)$$

где  $t_3$  – время срабатывания релейной защиты, с;  $t_B$  – полное время отключения выключателя, с,  $t_B = 0,1$  с.

Для шин 220 кВ, кА<sup>2</sup>с:

$$t_k = 1,7 + 0,05 = 1,75,$$

$$B_k = 4,07^2 \cdot (1 \cdot 1,75 + 0,05) = 29,8 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Тепловой импульс для остальных шин рассчитывается аналогично и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Значения теплового импульса

РУ	$I_0''$ , кА	$t_3$ , с	$t_k$ , с	$B_k$ , кА <sup>2</sup> ·с
220 кВ	4,07	1,700	1,750	29,8
27,5 кВ	4,02	1,200	1,270	21,3
10 кВ	3,92	0,700	0,715	11,78

### 3.5.2 Выбор сборных шин и токоведущих элементов

Для распределительных устройств, напряжением выше 220 кВ применяют гибкие шины из провода АС.

В ОРУ - 27,5 кВ могут применяться жесткие шины трубчатого или фасонного профиля.

Выбор сборных шин производится по условиям длительного режима работы и устойчивости в режиме короткого замыкания.

Шины проверяются по длительному допускаемому току, А:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{max.}}, \quad (3.18)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – длительно допускаемый ток для выбранного сечения, А;  
 $I_{p.\text{max.}}$  – максимальный рабочий ток сборных шин, А.

По термической стойкости проверку производят по формуле:

$$q_n \geq q_{\text{мин.}} = \frac{\sqrt{B_k \cdot 10^6}}{88}, \quad (3.19)$$

где  $q_{\text{мин}}$  – минимальное допустимое сечение токоведущей части по условию ее термической стойкости, мм;  $B_k$  – тепловой импульс короткого замыкания для соответствующей характерной точки подстанции,  $\text{kA}^2 \text{c}$ ;  $C$  – коэффициент, который при наибольших допустимых температурах равен для алюминиевых шин 88,  $\frac{\text{A} \cdot \text{c}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$ ;  $q_n$  – выбранное сечение мм.

Жесткие шины 10 кВ проверяются также и по условию электродинамической стойкости. Электродинамическая стойкость шин, укрепленных на опорных изоляторах проверяются по механическому напряжению  $t_{\text{расч.}}$ , которое возникает в них при КЗ, МПа:

$$\sigma_{\text{рас.}} = 1,76 \cdot \frac{l^2 \cdot (i_y)^2}{a \cdot W}, \quad (3.20)$$

где  $l$  – расстояние между соседними опорными изоляторами, м;  $l=1,25$  м;  
 $a$  – расстояние между осями шин соседних фаз, м.;  $a = 0,35$  м;  $i_y$  – ударный ток короткого трехфазного замыкания, кА;  $W$  – момент сопротивления шины, относительно оси, перпендикулярной действию усилия,  $\text{м}^3$ ;

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (3.21)$$

где  $b$  и  $h$  – толщина и ширина шины, м,  $b=0,006$  м;  $h=0,06$  м.

$$W = \frac{0,006 \times 0,06^2}{6} = 36 \times 10^{-7};$$

$$\sigma_{рас} = 1,76 \times \frac{1,25^2 \times 10,8^2}{0,35 \times 36 \times 10^{-7}} \times 10^{-8} = 25 \text{ МПа.}$$

Результаты всех расчетов выбора сборных шин сводим в таблицу 13.

Таблица 13 – Выбор сечения сборных шин

Наименование РУ	Тип провода	Длительный режим		Проверка по режиму короткого замыкания	
		$I_n \geq I_{p.max.},$ А	Принятое сечение, мм <sup>2</sup>	$q_n \geq q_{мин},$ мм	$[\sigma] \geq \sigma_{рас.},$ МПа
РУ-220 кВ	АС-240	690 > 409,4	236	236 ≥ 33,86	–
РУ-27,5 кВ	2АС-185	1020 > 618	370	370 ≥ 24,23	–
РУ-10 кВ	А 80×8	1200 > 2,5	637	637 ≥ 13,48	75 ≥ 25

Зависимо от места прокладки, механических усилий, свойств среды, которые могут воздействовать на кабель линии нетяговых потребителей, выбираем кабель марки АДО из алюминия  $\tau_{доп.}=40$  Мпа.

Проверка гибких шин 220 кВ по условию коронирования. Максимальные значения начальной критической напряженности электрического поля, вызывающие разряд в виде короны, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \times m \times \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{np}}} \right), \quad (3.22)$$



где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода;  $m=0,82$ ;  $r_{np}$  – радиус провода см;  $r_{np}=1,08$ .

Выполним проверку провода АС-240 по формуле (3.22):

$$E_0 = 30,3 \times 0,82 \times \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,96 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода, кВ/см:

$$E = \frac{0,354 \times U}{r_{np} \times \lg \left( \frac{D_{cp}}{r_{np}} \right)}, \quad (3.23)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;  $U = 220$  кВ;  $D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см: при горизонтальном расположении фаз  $D_{cp} = 1,26 \cdot D$ . Здесь  $D$  – расстояние между соседними фазами, см. Для сборных шин 220 кВ  $D=400$  см.

Подставляя значения в формулу (3.23), получаем:

$$E = \frac{0,354 \times 220}{1,08 \times \lg \left( \frac{1,26 \times 400}{1,08} \right)} = 21,6 \text{ кВ/см.}$$

Условие отсутствия коронирования выполняется, если, кВ/см:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E, \quad (3.24)$$

$$0,9 \cdot 31,995 \geq 1,07 \cdot 21,6,$$

$$28,796 \geq 23,1.$$

Условие выполняется, принимаем для ОРУ – 220 гибкие шины из АС-240.

### 3.6 Выбор ограничителя перенапряжений

Основными характеристиками ОПН при выборе являются:

- наибольшее длительное рабочее напряжение;
- номинальный разрядный ток;
- удельная энергоемкость;
- ток взрывоопасности.

Примем для расчетов ОПН-220/176/10/760 УХЛ1

Для того, чтобы исключить взрыв клапана ОПН при внутреннем повреждении, необходимо чтобы нормируемый ток безопасности  $I_{вб}$  превышал наибольший ток кз на 15-20 процентов.

$$I_{вб} > (1,15 - 1,20) \times I_{кз}; \quad (3.25)$$

$$I_{вб} > 1,2 \times 4.17 = 5 \text{ кА.}$$

Ток взрывобезопасности для ОПН, рассчитанных на напряжение 220 кВ равняется 40 кА, что удовлетворяет условию.

Также при выборе ОПН необходимо учитывать максимально поглощаемую ограничителем энергию:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \times U_{ост} \times 2T \times n, \quad (3.26)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений, принимается  $2,5U_{ном}$ ;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ограничителе;

$Z$  – волновое сопротивление линии, для 220 кВ = 300 Ом;

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

Остающееся напряжение на ограничителе равно:

$$U_{ост} = \sqrt{2} \times U_{про} \times K_{8/20}, \quad (3.27)$$

где  $K_{8/20}$  – кратность ограничения грозových импульсов равная 2,1.

$$U_{ост} = \sqrt{2} \times 176 \times 2,1 = 522,69 \text{ кВ.}$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{1}{\beta \times c}, \quad (3.28)$$

где  $\beta$  коэффициент затухания волны, по справочным материалам примем 0,92;

$c$  – скорость распространения волны, равная скорости света.

$$T = \frac{1}{0,92 \times 300000} \times 10^6 = 1,2 \text{ мкс.}$$

Следовательно поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \times U_{ост} \times 2T \times n, \quad (3.29)$$

$$\mathcal{E} = \left( \frac{550 - 522,69}{300} \right) \times 522,69 \times 2 \times 1,2 \times 2 = 228,39 \text{ кДж.}$$

Определим удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}};$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{228,39}{220} = 1,04 \text{ кДж.}$$

Удельная энергоёмкость выбранного ограничителя 3,08, что удовлетворяет условию. Также рассчитываем ОПН для сторон 27,5 и 10 кВ, результаты расчётов сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Выбор ОПН

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
ОПН-220/176/10/760 УХЛ1		
$U_{нро}=228 \text{ кВ}$	$U_{нс}=220 \text{ кВ}$	$U_{нро} > U_{нс}$
$I_{вб}=40 \text{ кА}$	$I_{кз}=0,03 \text{ кА}$	$I_{вб} > 1,2I_{кз}$
$\mathcal{E}_{ОПН}^*=3,08 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=1,04 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}_{ОПН}^* > \mathcal{E}^*$
ОПН-25/29/10/450 РО УХЛ1		
$U_{нро}=36 \text{ кВ}$	$U_{нс}=27,5 \text{ кВ}$	$U_{нро} > U_{нс}$
$I_{вб}=40 \text{ кА}$	$I_{кз}=0,08 \text{ кА}$	$I_{вб} > 1,2I_{кз}$
$\mathcal{E}_{ОПН}^*=2,4 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=0,83 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}_{ОПН}^* > \mathcal{E}^*$
ОПН-10/12/10/550 УХЛ1		
$U_{нро}=12 \text{ кВ}$	$U_{нс}=10 \text{ кВ}$	$U_{нро} > U_{нс}$
$I_{вб}=40 \text{ кА}$	$I_{кз}=4,17 \text{ кА}$	$I_{вб} > 1,2I_{кз}$
$\mathcal{E}_{ОПН}^*=2 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=0,36 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}_{ОПН}^* > \mathcal{E}^*$

Согласно ПУЭ, в некоторых случаях, на вводах подстанций и на отходящих воздушных линиях, в том числе на фидерах контактной сети переменного тока, а также на линиях ДПР, устанавливаются вентильные разрядники или ОПН.

Разрядники вентильные и ограничители перенапряжений (ОПН) предназначены для защиты от коммутационных и атмосферных перенапряжений изо-

ляции оборудования РУ и сетей переменного и постоянного тока напряжением от 0,38 до 220 кВ.

Кроме вентильных разрядников и ОПН общего применения также выпускаются разрядники и ОПН специально для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений устройств тягового электроснабжения постоянного и переменного тока: тяговых подстанций, линейных устройств и тяговой сети.

Разрядники вентильные общего применения (РВН, РВО, РВС) предназначены для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока напряжением от 0,5 до 220 кВ частотой 50 и 60 Гц.

При коммутациях индуктивных токов вакуумных выключателей возможно возникновение перенапряжения, которое обуславливается срезом тока или многократными повторными зажиганиями, а также трехфазным одновременным отключением. Эти перенапряжения, вследствие вероятностного характера процессов в выключателе, определяются статистическими соотношениями, зависящими от схемы и параметров коммутируемой сети.

Защитное действие ограничителя объясняется тем, что в момент появления опасного для изоляции перенапряжения из-за высокой нелинейности резисторов через ОПН протекает значительный импульсный ток, что приводит к снижению перенапряжения до уровня, безопасного для изоляции защищаемого оборудования.

Ограничители перенапряжений общего применения предназначены для защиты от перенапряжений изоляции электрооборудования подстанций и сетей переменного тока частотой 50 и 60 Гц.

ОПН, которые производятся для электрифицированных железных дорог, также предназначены для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений оборудования тяговых подстанций, а также линейных устройств и контактной сети постоянного тока напряжением 3,3 кВ и переменного тока напряжением 27,5 кВ.

Буквы в условных обозначениях ОПН означают: ОП – ограничитель перенапряжений, Н – нелинейный, К (КС) – для контактной сети, П – полимерная изоляция, далее же указывается класс напряжения, климатическое исполнение и категория установки.

ОПН имеют следующие преимущества по сравнению с вентильными разрядниками:

- низкий защитный уровень при любых видах перенапряжений;
- отсутствие сопровождающего тока после прохождения волны перенапряжений за счет высокой нелинейности варистора в связи с чем в конструкции исключён искровой промежуток.
- ОПН изготавливается в фарфоровой крышке или полимерной (ОПН-П).

## 4 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА НА ПС «СУЛУС»

### 4.1 Общие положения

Согласно указаниям ПУЭ (глава 3.2 Релейная защита), электрические устройства должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

а) автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей; если повреждение непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал.

б) реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Устройства релейной защиты обязаны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ, чтобы сохранять бесперебойную работу неповрежденной части системы и ограничить области, а также степень повреждения элемента.

Релейная защита, которая действует на отключение, должна обеспечивать селективность действия, чтобы в случае повреждения какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент. Устройства РЗ с выдержками времени, которые обеспечивают селективность действия, допускается выполнять, чтобы в случае повреждения какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент или защита действовала в качестве резервной.

К основным защитам трансформатора относят продольную дифференциальную защиту, которая обеспечивает эффективную защиту силового оборудо-

вания и присоединенных к нему элементов. Принцип работы дифференциальной защиты основан на сравнении нагрузок токов во всех фазах. Если учесть, что величина тока приблизительно одинаковая, то в сумме должен выйти 0. Если же показатель окажется другим, то дифференциальная защита сработает, причина чего заключается в возникновении замыкания фазы или между несколькими фазами.

Газовое реле устанавливают в соединительной трубке между расширителем и баком трансформатора. Если поплавков погружается в масло, положение будет незамкнутым. Когда газы, которые выделились, поднимаются по трубе, поплавок падает и происходит замыкание контактов, что приводит к отключению силового трансформатора.

Максимальная токовая защиты (МТЗ) с пуском и без пуска напряжения, направленные и ненаправленные, а также токовые одноступенчатые направленные и ненаправленные защиты, включенные на составляющие обратной или нулевой последовательностей.

Дистанционные защиты от многофазных КЗ. Продольные дифференциальные защиты генераторов, трансформаторов, линий и других элементов, а также полная дифференциальная защита шин.

Если для трансформаторов мощностью выше 25 МВА значение первичного тока срабатывания защиты окажется выше 1,5 от номинального тока трансформатора, то в соответствии с рекомендациями следует выполнять защиту с реле серии ДЗТ.

В соответствии с ПУЭ на трехобмоточных трансформаторах должны устанавливаться:

- дифференциальная защита с реле ДЗТ-21;
- устройство микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ»;
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- защита от перегрузки, выполняемая с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени.



## 4.2 Защита трансформатора на Сириус-ТЗ

ТДТНЖ-40000-220/27,5,10 будет установлен на тяговой подстанции Сулус в качестве третьего трансформатора. Питание имеется с двух сторон, на сторонах ВН и СН. На стороне НН имеется расщепленный реактор, входящий в зону дифференциальной защиты.

Так как микропроцессорная защита не может применяться как основная для сети высокого напряжения, на базе терминала «Сириус-ТЗ» рассчитаем дифференциальную защиту трансформатора (основную, направленного действия).

За реально возможный диапазон регулирования напряжения принимаем диапазон от 193,6 кВ до 246,4 кВ. В этом случае середина диапазона равна:

$$193,6 + (246,4 - 193,6) / 2 = 220 \text{ кВ.} \quad (4.1)$$

Это значение и принимаем за  $U_{опт}$ . Дальнейший расчёт сведён в таблицу 15.

Таблица 15 - Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		ВН	СН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном.перв} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \times U_{ном}}$	105.1	840,78	2102*10 <sup>3</sup>
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_I$ ( $I_{перв.тт}/I_{втор.тт}$ )	150/5	1000/5	3000/5
Схема соединения трансформаторов тока (электрических)	Y,D	Y	Y	Y

Вторичный ток в плечах защиты, номинальной мощности трансформатора, А	$I_{ном.втор} = \frac{I_{ном.перв} \times K_{сх}}{K_t}$	3,5	4,2	3,5
Принятые значения уставок (округление до двух знаков после запятой)		3,50	4,20	3,50
Группа соединения измерительных ТТ (0 или 6 – в зависимости от места сборки нейтрали звезды ТТ)	-	0	0	0
Группа соединения цифровых ТТ (0 / 1 / 5 / 6 / 7 / 11)	-	11	11	0
Принятые значения уставок (выбираются в соответствии со значениями двух предыдущих строк таблицы)	«Группа ТТ ВН», «Группа ТТ СН», «Группа ТТ НН», диапазон значений: (0 / 1 / 5 / 6 / 7 / 11)	11		
Размах РПН, %	Размах РПН	$100 \cdot (246,4 - 193,6) / (2 \cdot 220) = 12$		

Расчитанные базисные токи сторон проверяются на попадание в допустимый диапазон выравнивания, который определяется номинальным током входа устройства. Для  $I_{ном} = 5A$  базисные токи должны входить в диапазон: (1,01 – 10,00) А. Значения 2,60; 3,80 и 4,40 укладываются в указанный диапазон. При расчете уставок чувствительной тормозной характеристики принимаем, что благодаря действию алгоритма компенсации небаланса от работы РПН составляющая  $\Delta U_{рпн}$  не превышает значение 0,04.

Таблица 16 - Расчет уставок чувствительной тормозной характеристики.

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса	$I_{нб.расч} = K_{пер} \times K_{одн} \times e + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}$	0,28
Выбор уставки срабатывания	должно выполняться условие: $I_{д1чувс}/I_{баз} \geq K_{отс.нб.расч.}$	0,34
Принятое знач. баз. Уставки сраб.	« $I_{д1чувс}/I_{баз}$ » диапазон уставки: (0,3—1,0) $I_{баз}$	0,4
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{сн.т} = \sqrt{1 - I_{нб.расч}} = \sqrt{1 - 0,28} = 0,85$	0,85
Расчетный Кторм	$K_{торм} = \frac{100 \times K_{отс} \times I_{нб.расч}}{K_{снт}}$	39,5
Принятое значение уставки	« $K_{торм.чувс}, \%$ » диапазон уставки: (10—100) %	40%
Принятое знач. уставки 2 т.и.	« $I_{т2чувс}/I_{ном}$ » рекомендуемый диапазон уставки: (1,0—2,0) $I_{ном}$	2,0
Блок. 2 гарм.	$I_{дг2}/I_{дг1}$ диапазон (0,06—0,20)	0,15

При расчете уставок грубой тормозной характеристики исходя из реального диапазона регулирования РПН принимаем  $\Delta U_{рпн} = 0,12$ .

Таблица 17 - Расчет уставок грубой тормозной характеристики (без учета действия компенсации небаланса от работы РПН)

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса	$I_{нб.расч} = K_{пер} \times K_{одн} \times e + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}$	0,37
Выбор уставки срабатывания	должно выполняться условие: $I_{д1груб}/I_{баз} \geq K_{отс.нб.расч.}$	0,44
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{д1груб}/I_{баз}$ » диапазон уставки: (0,3—1,0) $I_{баз}$	0,5
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{сн.т} = \sqrt{1 - I_{нб.расч}} = \sqrt{1 - 0,37} = 0,79$	0,79
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{торм} = \frac{100 \times K_{отс} \times I_{нб.расч}}{K_{снт}}$	56,2

Принятое значение уставки коэффициента торможения	« $K_{\text{торм.груб}}$ , %» диапазон уставки: (10—100) %	56
Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{\text{т.груб}}/I_{\text{ном}}$ » рекомендуемый диапазон уставки: (1,0—2,0) $I_{\text{ном}}$	2.0

Далее проводим расчёт уставок дифференциальной отсечки. Для данного трансформатора производим отстройку от срабатывания при КЗ на стороне НН, а также при КЗ на стороне СН. В соответствии с рекомендациями принимаем равными чувствительный и грубый пороги срабатывания ДЗТ-1.

Таблица 18- Расчет уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для сторон	
		СН	НН
Максимальный ток внешнего КЗ, приведенный к ВН	$I_{\text{кз.внеш.макс}}$	568	512
Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к $I_{\text{ном.тр.}}$ , А	$I_{\text{кз.внеш.макс}} = \frac{I_{\text{кз.внеш.СН}}}{I_{\text{баз.ВН}}}$	162,29	146,29
Расчетный ток небаланса при внешнем КЗ	$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{отс}} (K_{\text{пер}} \times K_{\text{одн}} \times \times e + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{добав}}) \times I_{\text{кз.вн.макс}}$	4	3,6
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	должно выполняться условие: $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq I_{\text{нб}}$ и $I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq 7$	Принимаем 4 А	
Принятое значение уставки	« $I_{\text{диф.чувс}}/I_{\text{баз}}$ » = « $I_{\text{диф.груб}}/I_{\text{баз}}$ » диапазон уставки: (4,0—30,0) $I_{\text{баз}}$	4.0	

Проверяем чувствительность:

$$I_{\text{СЗ}} = I_{\text{базВН}} \times 0,5 = 3,5 \times 0,5 = 1,75$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{минНН}} \times 0,87}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{512 \times 0,87}{1,75} = 254,537$$

$$K_{\text{ч}_\text{СН}} = \frac{I_{\text{минСН}} \times 0,87}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{568}{1,75} = 324,571$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения. Как показывает опыт, в подавляющем большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не целесообразно.

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ», предназначено для выполнения функций основной защиты трехобмоточного трансформатора с высшим напряжением 6-220 кВ.

Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты двояного реактора, мощного синхронного двигателя или в качестве продольной дифференциальной защиты ошиновки с тремя присоединениями. Содержит подменную МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Устройство имеет специальное исполнение «И5», обеспечивающее наиболее полный функционал при построении «цифровых подстанций» и развертывании «Smart Grid».

Функции защиты, выполняемые устройством:

Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).

Цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты.

Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН.

Контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.

Входы отключения от газовой защиты трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа.

Ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от сторон низшего и среднего напряжения (по дискретным входам, объединенным по условию «ИЛИ»). Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания.

Внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН.

Одна ступень ненаправленной МТЗ средней стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны среднего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ СН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны СН.

Одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ НН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны НН.

Защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Устройство обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:

выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;

задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);

ввод и хранение уставок защит и автоматики;

передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;

непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;

блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;

получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;

гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;

высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях присоединения.

Устройство не срабатывает ложно и не повреждается:

при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;

при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;

при замыкании на землю цепей оперативного тока.

#### **4.3 Максимальная токовая защита**

Максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а так же при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и,

следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с блокировкой по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{\text{мтз}} = \frac{K_{\text{над}} \times K_{\text{сам.зап}}}{K_{\text{в}}} * I_{\text{р.макс}} \quad (4.2)$$

где  $K_{\text{над}}$  - коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$K_{\text{сам.зап.}}$  - коэффициент самозапуска, можно принять равным 2,5 для городских сетей;

$K_{\text{в}}$  - коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85;

$I_{\text{р.макс.}}$  - максимальный рабочий ток трансформатора.

Максимальный рабочий ток на ВН:

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}} \quad (4.3)$$

$$I_{\text{р.макс}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \times 230} = 100,52 \text{ А}$$

$$I_{\text{мтз}} = \frac{1,2 \times 2,5}{0,85} \times 100,52 = 354,8 \text{ А}$$



Вторичный ток срабатывания реле тока:

$$I_{сп.} = \frac{K_{сх} * I_{мтз}}{K_t} \quad (4.4)$$

$$I_{сп.} = \frac{\sqrt{3} * 354,8}{150 / 5} = 20,5 \text{ А}$$

Принимаем реле тока РСТ-40М-20. Коэффициент чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.мин.}}{I_{мтз}} \quad (4.5)$$

$$K_{ч} = \frac{671}{354,8} = 1,89$$

где  $I_{кз.мин.}$  - минимальное значение тока при КЗ в конце защищаемого участка.

Значение  $K_{ч}$  должно быть не менее 1,2 (при выполнении функций резервирования). Так как коэффициент чувствительности  $K_{ч} > 1,2$ , условие выполняется.

На стороне СН трансформатора аналогично в соответствии с (4.3):

$$I_{р.макс} = \frac{40000}{\sqrt{3} * 27,5} = 840,4 \text{ А}$$

$$I_{мтз} = \frac{1,2 * 2,5}{0,85} * 840,4 = 2996,17 \text{ А}$$

$$I_{ср.} = \frac{\sqrt{3} * 2996,17}{1000/5} = 25,95 \text{ А}$$

$$K_{ч} = \frac{578 * (230/27,5)}{2996,17} = 1,61$$

Принимаем реле тока РСТ-40М-20. На стороне НН трансформатора:

$$I_{р.макс} = \frac{40000}{\sqrt{3} * 11} = 2101,94 \text{ А}$$

$$I_{мтз} = \frac{1,2 * 2,5}{0,85} * 2101,94 = 7418,61 \text{ А}$$

$$I_{ср.} = \frac{1 * 7418,61}{3000/5} = 12,36 \text{ А}$$

$$K_{ч} = \frac{527 * (230/11)}{7418,61} = 1,49$$

Условие  $K_{ч} > 1,2$  выполняется. Принимаем реле тока РСТ-40М-20.

## 4.2 Выбор релейной защиты

В качестве дифференциальной защиты секционных выключателей будем использовать шкаф серии БЭ 2704 016 от компании НПП «ЭКРА».

Терминалы типа БЭ2704 – стандартизированные микропроцессорные устройства, которые принимаются в шкафах защит серий ШЭ2607 и ШЭ2710 для энергетических объектов напряжением от 110 до 1150кВ.

Их применяют для реализации необходимых функций основных или резервных защит, а также функций автоматики других объектов:

- воздушных линий;
- силовых трансформаторов;

- автотрансформаторов;
- шин и ошиновок;
- оборудования компенсации реактивной мощности;
- токоограничивающих реакторов;
- прочего энергооборудования 110-750кВ.

Кроме функций защиты и автоматики, на базе устройств БЭ2704 реализуются устройства центральной сигнализации (ЦС), регистрации аварийных событий (РАС), а также устройство приема/передачи команд по ВОЛС.

Терминал работает при температурах воздуха от  $-5^{\circ}\text{C}$  до  $+55^{\circ}\text{C}$ . Влажность при этом не должна превышать значение в 80%.

Терминалы входящие в состав шкафа защиты и автоматики производства НПП «ЭКРА» включают в себя большее количество входов и выходов аналоговых и дискретных сигналов, лучшую аппаратную реализацию, большее количество функций защит и автоматики, продвинутую систему осциллографирования аварийных процессов наиболее полный набор программных средств для работы с терминалами по ЛВС. Цена такого устройства несколько выше чем у других, но это объясняется наличием в устройстве защиты автоматики управления РПН. Также терминалы от компании НПП «ЭКРА» отлично зарекомендовали себя в России, время показало хорошую надежность данных защит, терминалы поставляются в полной документацией, а также удобны и просты в эксплуатации. В результате анализа выбор был остановлен на устройстве защиты и автоматики НПП «ЭКРА» выполненного на базе микропроцессорных терминалов серии БЭ2704. Среди продукции НПП «ЭКРА» в качестве комплексной защиты трансформатора был выбран шкаф серии ШЭ2607 152 выполненный на базе терминалов БЭ2704 016, так как этот шкаф отлично подходит для комплексной защиты трансформатора 220/27,5/10 кВ, и предназначается для основной, а также резервной защиты трансформатора с высшим напряжением 110-220 кВ, управления выключателем стороны высшего напряжения (ВН) трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой.

Еще хотелось бы отметить, что новое поколение данных терминалов имеет широкие возможности по изменению функций защиты, внутренняя логика легко программируется, есть возможность быстро изменять уставки, что ранее было невозможно.

Шкаф содержит в себе:

- ДЗТ;
- Дистанционную защиту;
- сигнализацию при неисправностях в цепи;
- МТЗ.

### **4.3 Защита от перегрузки на сторонах 11, 35, 220 кВ**

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно ПУЭ устанавливается на трансформаторах мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе.

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегрузки. Для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трёхобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_{в}} * I_{ном} \quad (4.4)$$

где  $K_{отс}$  - коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$I_{ном}$  - номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

$K_{в}$  - коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85..

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{ном.ВН} = 100,6 \text{ А}$$

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,85} * 100,6 = 124,27 \text{ А}$$

На сторонах СН и НН принимаем аналогичный расчёт:

$$I_{сз.СН} = 185,47 \text{ А}$$

$$I_{сз.НН} = 714,04 \text{ А}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока:

$$I_{втор} = \frac{K_{сх} * I_{сз}}{K_{т}} \quad (4.5)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{втор} = \frac{\sqrt{3} * 64,91 * 5}{100} = 5,61 \text{ А} \quad (4.6)$$

Аналогично для СН и НН, принимаем:

$$I_{\text{тор.СН}} = 8,02 \text{ А}$$

$$I_{\text{тор.НН}} = 5,95 \text{ А}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в ряде энергопредприятий выдержка времени: 9 секунд. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

#### **4.4 Газовая защита**

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах, а также реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже не значительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов от внутренних повреждений, а при некоторых опасных повреждениях действует только она. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, неисправности переключателей устройств РПН.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

#### **4.5 Автоматический ввод резерва (АВР)**

Устройство автоматического ввода резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для

большинства электрических сетей промышленных предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простои технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 — 80 % номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.



## 5 УСТРОЙСТВО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ПРИ ОТКАЗЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

Устройство резервирования при отказе выключателей предназначено для ликвидации повреждения, сопровождающегося отказом выключателя (или выключателей); УРОВ также должно действовать и при к.з. в зоне между трансформаторами тока и выключателем (если защиты присоединены к выносным трансформаторам тока). Устройство резервирования при отказе выключателей пускается при действии защит поврежденного элемента и при срабатывании осуществляет отключение выключателей, смежных с отказавшим, с выдержкой времени, большей времени отключения выключателя.

Необходимо рассмотреть принципы, положенные в основу схем УРОВ, отражающие многолетний опыт разработок, проектирования и Эксплуатации.

а) При срабатывании УРОВ должно действовать в следующих направлениях:

для схем со сборными шинами с одним выключателем в цепи каждого элемента (присоединения) – на отключение системы (секции) шин через выходные промежуточные реле защиты шин – при КЗ на одном из отходящих от данной системы (секции) шин элементов, сопровождающемся отказом в действии выключателя поврежденного элемента, а также при к.з. на соседней системе (секции) шин, сопровождающемся отказом в действии шиносоединительного (секционного) выключателя;

на отключение трансформатора (автотрансформатора) - при КЗ на шинах, сопровождающемся отказом в действии его выключателя со стороны рассматриваемых шин;

на остановку ВЧ передатчиков ВЧ защиты с блокирующим сигналом или на разрыв вспомогательных приводов продольной дифференциальной защиты линии – при КЗ на шинах, сопровождающемся отказом в действии выключате-

ля линии, оборудованной указанными защитами; рассмотренное действие УРОВ обеспечивает отключение выключателя противоположного конца линии;

б) Пуск устройства осуществляется от всех защит поврежденного присоединения, при отказе выключателя которого устройство должно действовать; пуск выполняется контактами выходных промежуточных реле этих защит.

в) Выдержка времени устройства, необходимая для фиксации отказа выключателя, создается с помощью специально предусматриваемых в схемах реле времени.

г) В цепи каждого выключателя предусматривается реле тока, предназначенное для возврата схемы при отсутствии отказа выключателя. Одновременно оно используется в цепях определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателем и выносными трансформаторами тока и выбора направления (адреса) действия устройства.

Ток срабатывания реле тока УРОВ должен выбираться по возможности наименьшим. Он должен удовлетворять требованию чувствительности при КЗ на элементе, в цепи выключателя которого оно устанавливается, и быть отстроен от максимального емкостного тока линии (для УРОВ выключателей с пофазными приводами, например, при наличии на линии ОАПВ).

д) Для предотвращения пуска устройства резервирования при ошибочных действиях персонала в схемах УРОВ предусматривают специальные мероприятия. Существующие схемы УРОВ различаются по принципам выполнения указанных мероприятий. В последние годы нашли преимущественное распространение два основных принципа: дублированного пуска от защит с использованием реле положения «включено» (РПВ) выключателя.

е) В соответствии с изложенным в п. «д» рекомендуется на ОРУ 220 кВ ПС Сулус – централизованные УРОВ преимущественно с дублированным пуском от защит с использованием РПВ выключателя;

Применение централизованного УРОВ для 220 кВ обусловлено стремлением обеспечить высокую его надежность, поскольку его ложное или излишнее

срабатывание (например, в результате ошибочного действия персонала) может привести к обесточению одной или даже обеих систем или секций шин, т. е. к потере половины или даже всей подстанции. Применение централизованного УРОВ, размещенного на одной панели, дает возможность более просто обеспечить его эксплуатацию со специальными мерами предосторожности, снижающими вероятность ошибок персонала;

ж) Предусматривается возможность срабатывания УРОВ не только при отказе выключателя после срабатывания защиты, но и при последовательном отказе второго и третьего) выключателей после первого и второго срабатываний УРОВ.

з) В современных схемах УРОВ предусматриваются меры для исключения ложного действия УРОВ не только при появлении случайного пускового сигнала, но и при произвольном срабатывании промежуточных реле в схеме (например, при появлении земли в цепях оперативного постоянного тока).

и) Предусматривается контроль исправности цепей УРОВ с фиксацией кратковременного его срабатывания. Указанный контроль выявляет неправильное срабатывание и возврат реле схемы при отсутствии пускового сигнала от защит и с выдержкой времени выводит УРОВ из действия с последующей блокировкой схемы вручную.

Предусматривается также контроль наличия оперативного постоянного тока, действующий на сигнализацию при его исчезновении.

Автоматическое повторное включение — одно из средств электроавтоматики, повторно включающее отключившийся выключатель через определённое время, бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

Выдержка времени АПВ линий с односторонним питанием отвечает двум требованиям:

1) выдержка времени АПВ ( $t_{1\text{АПВ}}$ ) должна быть больше выдержки времени готовности для повторного включения привода отключившегося выключателя

2) выдержка времени АПВ должна быть больше выдержки времени от момента погасания электрической дуги в месте КЗ до полного восстановления изоляционных свойств воздуха (время деионизации воздуха)

За уставку принимается большее из полученных значений  $t_{\text{апв}}$ .

Для повышения надежности действия АПВ на линиях, где наиболее частыми повреждениями являются нахлесты проводов, последствия от падения деревьев и касания проводов передвижными механизмами, целесообразно увеличить выдержку времени до 2-3 с.

## 6 РАСЧЁТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА И МОЛНИЕЗАЩИТЫ

### 6.1 Расчет сопротивления заземляющего контура

В электроустановках напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года должно быть не более 0,5 Ом

Общая площадь тяговой подстанции Сулус, которая используется под заземление  $S=1250 \text{ м}^2$ .

Принимаем диаметр, а также длину прута для заземления:

$d=16\text{мм}$ ,  $L_{\text{в}}=5 \text{ м}$ . Сечение  $S_{\text{пр.в}}=40,5 \text{ мм}^2$ .

Проверим на стойкость к коррозии:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}}(d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (6.1)$$

где  $\delta_{\text{ср}}$  – средняя глубина коррозий, по сечению проводника, определяется по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \quad (6.2)$$

где  $T$  – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_{\text{к}}$ ,  $b_{\text{к}}$ ,  $c_{\text{к}}$ ,  $d_{\text{к}}$  – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий

$$\delta_{\text{ср}} = 0,0024 \cdot \ln(240)^3 + 0,00894 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0218 = 0,662\text{мм}$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,66(16 + 0,66) = 34,48 \text{ мм}^2$$

Из полученных данных мы можем удостовериться что выбор данного прута для заземления ПС было верным как и согласно условию:

$$S_{\text{пр.в}} \geq F_{\text{кор}} ; \quad (6.3)$$

$$40.5\text{мм}^2 \geq 34.48\text{мм}^2 .$$

Глубина для заземления горизонтальных элементов принимается 0,7 м метров.

Произведем расчет заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом  $a_q=6$ .

Общая длина горизонтальных заземлителей:

$$L = \left( \frac{S}{a_q} \right) \times 2 ; \quad (6.4)$$

$$L = \left( \frac{1250}{6} \right) \times 2 = 416,66 \text{ м.}$$

Если представить площадь подстанции в виде квадратичной модели, получим, что  $a = \sqrt{1250} = 35,35$  м.

В таком случае число ячеек:

$$n = \frac{L}{2 \times a} - 1 ; \quad (6.5)$$

$$n = \frac{416,66}{2 \times 35,35} - 1 = 4,89$$

Принимаем значение – 5 штук

Длина ячейки:

$$a_n = \frac{a}{n}; \quad (6.6)$$

$$a_n = \frac{35,35}{5} = 7,07 \text{ м.}$$

Чтобы определить длину горизонтальных полос воспользуемся формулой:

$$L = 2 \times a \times (n + 1); \quad (6.7)$$

$$L = 2 \times 35,35 \times (5 + 1) = 424,2 \text{ м.}$$

Чтобы найти количество вертикальных электродов, воспользуемся выражением:

$$n_6 = \frac{4 \times a}{\frac{a_q}{l_6} \times l_6}; \quad (6.8)$$

$$n_6 = \frac{4 \times 35,35}{6} = 23,56.$$

Округляем до целого значения  $n_6 = 24$  штуки.

Теперь необходимо определить стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_{cm} = \rho \times \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l_g}{L + n_g + l_g} \right); \quad (6.9)$$

$$R_{cm} = 100 \times \left( \frac{0,05}{\sqrt{1250}} + \frac{1}{424,2 + 24 \times 5} \right) = 0,32 \text{ Ом.}$$

Находим импульсное сопротивление:

$$R_u = R_{cm} \times a_u; \quad (6.10)$$

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \times \sqrt{S}}{(\rho + 320) \times (I_{mol} + 45)}}; \quad (6.11)$$

где  $I_{mol} = 60$  кА

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \times \sqrt{1250}}{(100 + 320) \times (60 + 45)}} = 1,09;$$

$$R_u = 0,32 \times 1,09 = 0,35 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Следовательно, полученное сопротивление заземлителя соответствует требованиям ПУЭ.



## 6.2 Определение зоны защиты молниеотводов

ОРУ 220 кВ защищается молниеотводами № 1-5, которые установлены на конструкциях ОРУ и прожекторных мачтах. ОРУ 27,5 кВ защищается молниеотводами № 6-10. Зона защиты многократного стержневого молниеотвода определяется как зона защиты попарно взятых соседних стержневых молниеотводов. Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150 метров показана на рисунке 4.

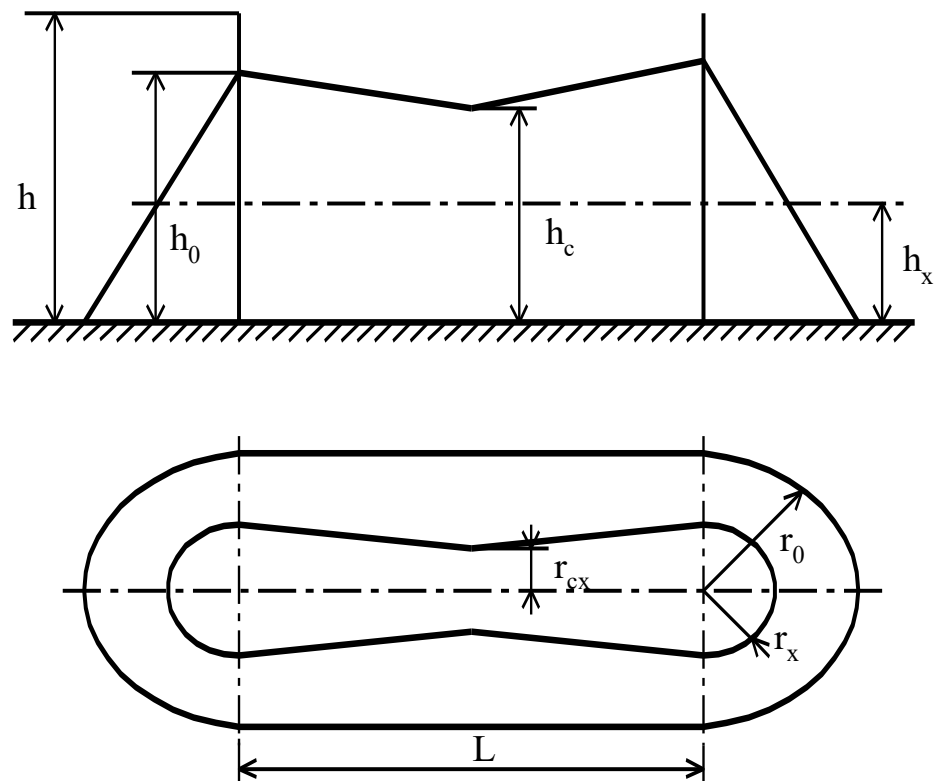


Рисунок 4 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода.

На рисунке 4 имеются следующие обозначения:

$L$  – расстояние между молниеотводами, м;

$h$  – высота молниеотводов, м;

$h_0$  – высота вершины защитного конуса, м;

$h_x$  – высота защищаемого оборудования, м;

$h_c$  – минимальная высота зоны защиты между молниеотводами, м;

$r_0$  – радиус защиты молниеотводов на уровне земли, м;

$r_x$  – радиус защищаемого оборудования на высоте защищаемого оборудования, м;

$r_{cx}$  – половина ширины зоны защиты между молниеотводами на высоте защищаемого оборудования, м.

Торцовые области зоны защиты определяются как зоны одиночных стержневых молниеотводов по формулам, м:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (6.12)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (6.13)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left( h - \frac{h_x}{0,85} \right). \quad (6.14)$$

Остальные размеры зоны защиты находятся по следующим формулам:

– при  $L = h$ :

$$h_c = h_0 \text{ м}, \quad (6.15)$$

$$r_{cx} = r_x \text{ м}. \quad (6.16)$$

– при  $L > h$ :

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \text{ м}, \quad (6.17)$$

$$r_{cx} = r_0 \cdot \frac{h_c - h_x}{h_c} \text{ м}. \quad (6.18)$$

Зона защиты двух стержневых молниеотводов разной высоты (но менее 150 метров) представлена на рисунке 5. Торцовые области зоны защиты определяются как зоны защиты одиночных стержневых молниеотводов соответствующей высоты по формулам (7.17) и (7.18). Значения  $h_c$  определяются по формулам (7.20) или (7.22) для соответствующего молниеотвода. Остальные размеры зоны защиты определяются по следующим формулам:

$$r_c = \frac{r_{011} + r_{02}}{2}, \text{ м}, \quad (6.19)$$

$$h_c = \frac{h_{c1} + h_{c2}}{2}, \text{ м}, \quad (6.20)$$

$$r_{cx} = r_c \cdot \frac{h_c + h_x}{h_c}, \text{ м}. \quad (6.21)$$

На рисунке 5 представлена зона защиты двух стержневых молниеотводов.

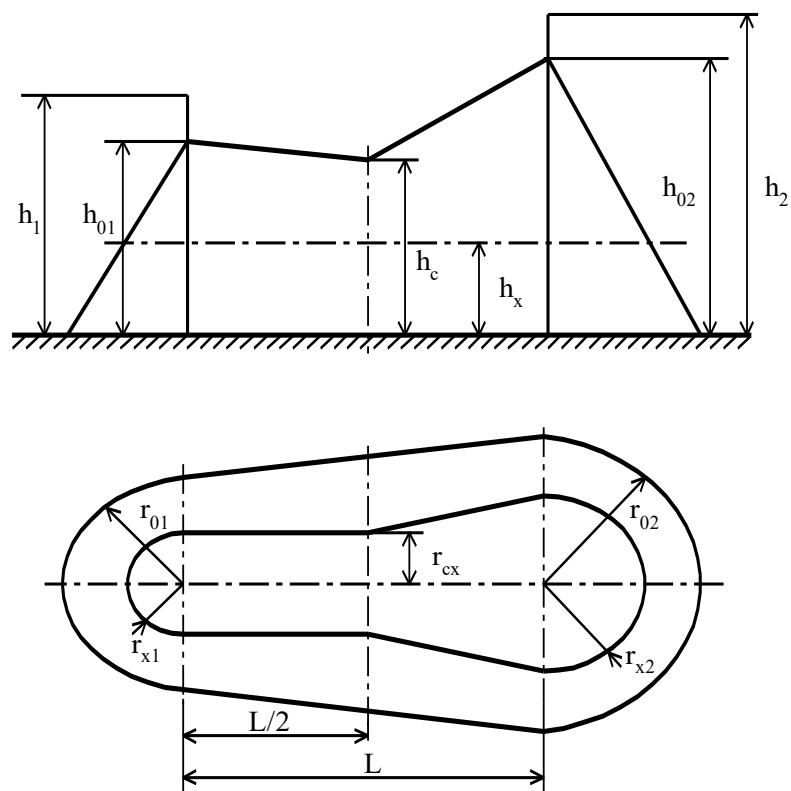


Рисунок 5 – Зона защиты двух стержневых молниеотводов

На рисунке 5 имеются следующие обозначения:

$h_1$  и  $h_2$  – высоты соответствующих молниеотводов, м;

$h_{01}$  и  $h_{02}$  – высоты вершин конусов зон защиты соответствующих молниеотводов, м;

$r_{01}$  и  $r_{02}$  – радиус зоны защиты соответствующих молниеотводов на уровне земли, м;

$r_{x1}$  и  $r_{x2}$  – радиус зоны защиты соответствующих молниеотводов на высоте защищаемого оборудования, м;

$r_c$  – ширина зоны защиты по середине между молниеотводами на уровне земли, м.

Основным условием защищенности площади подстанции является выполнение для всех попарно взятых молниеотводов следующего условия:

$$r_{cx} > 0, \quad (6.22)$$

Высота защищаемого оборудования равна:

- на ОРУ 220 кВ – 11 м;
- на ОРУ 27,5 кВ – 8,5 м.

Для примера рассчитаем зону защиты молниеотводов № 1 и №2.

Высота молниеотводов равна 26 м. Расстояние между молниеотводами равно 52 м. Расчет выполняется по формулам (6.12), (6.13), (6.17) и (6.18).

Высота вершины защитного конуса равна:

$$h_0 = 0,85 \cdot 26 = 22,1 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты молниеотводов на уровне земли равен:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 26) \cdot 26 = 27,2 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты молниеотводов на высоте защищаемого оборудования равен:

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 26) \cdot \left( 26 - \frac{11}{0,85} \right) = 13,7 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты между молниеотводами равна:

$$h_c = 22,1 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 26) \cdot (52 - 26) = 17,5 \text{ м.}$$

Минимальный радиус зоны защиты посередине между молниеотводами равен:

$$r_{cx} = 27,2 \cdot \frac{17,5 - 11}{17,5} = 10,1 \text{ м.}$$

## 7 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 7.1 Расчет капиталовложений по реконструкции устройств РЗА на тяговой подстанции Сулус

Реконструкция подстанции Сулус является важным мероприятием, которое позволит увеличить надежность электроснабжения сети и промышленных объектов на территории Амурской области. Между тем, реконструкция подразумевает под собой закупку и установку нового оборудования, а также демонтаж старого, что в свою очередь требует некоторых капиталовложений.

Для расчета необходимых для реконструкции капиталовложений используют формулу:

$$K_{\text{рек}} = K_{\text{нов}} + K_{\text{дем}} - K_{\text{воз}} \quad (7.1)$$

где  $K_{\text{нов}}$  – стоимость нового оборудования с учетом затрат на его установку, тыс. руб.;  $K_{\text{дем}}$  – затраты на демонтаж, тыс. руб. (он составляет пять процентов от стоимости демонтируемого оборудования);  $K_{\text{воз}}$  – возвратная стоимость оборудования, которая учитывает реализацию старого оборудования, тыс. руб.

Далее приведена таблица стоимости выбранного оборудования.

Таблица 19 – Стоимость оборудования

Наименование оборудования	Кол-во	Монтажные работы, тыс. руб.		Стоимость оборудования, тыс. руб.	
		единицы	всего	единицы	всего
ВЭБ-220	3	72	216	1174	3522
ВР35НС	9	22	198	553,9	4985,1
ВВ/ТЕЛ-10	7	17,3	121,1	120	840
ТОЛ-СЭЩ 35	13	16,4	213,2	98	1274
ЗНОЛ-СЭЩ 35	2	4,37	8,74	49,5	99

РГН-35	31	2,02	62,62	25,37	786,47
РКВЗ-10	4	1,55	6,2	14,50	58
ТМЖ-250	4	21	84	324	1294
Итого		909,86		13052,57	

Затраты на демонтаж вычисляются по формуле:

$$K_{\text{дем}} = 0,05 \cdot C_{\text{дем}} \cdot n, \quad (7.2)$$

Где  $C_{\text{дем}}$  – стоимость демонтируемого оборудования, тыс. руб.;  $n$  – количество демонтируемого оборудования.

Затраты на демонтаж приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Затраты на демонтаж действующего оборудования

Наименование оборудования	Количество	Затраты на демонтаж оборудования, тыс. руб.	
		единицы	всего
У-220	3	42,5	127,5
ВМКЭ-35	9	11,03	99,27
ВМПЭ-10	7	4,793	33,55
ТФЗМ-35	13	4,9	63,7
ЗНОМ-35	2	2,475	4,95
РНДЗ-35	31	1,26	39,06
РВЗ-10	4	0,72	2,88
ТМЖ-250	4	21	84
Итого			454,91

Возвратная стоимость, учитывающая реализацию старого оборудования, тыс. руб. определяется по формуле (7.3):

$$K_{\text{ВОЗ}} = m \cdot C_T \cdot n, \quad (7.3)$$

где  $m$  – масса оборудования, т;  $C_T$  – стоимость лома за тонну (тыс. руб.)  
принимая равным: 8,5 (тыс. руб) – лом черного металла; 180 (тыс. руб.) –  
медь;

$n$  – количество оборудования.

$$K_{\text{возВМТ}} = 2,2 \cdot 8,5 \cdot 8 = 149,6 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\text{возВМУЭ27,5}} = 0,2 \cdot 8,5 \cdot 7 = 11,9 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\text{возВМУЭ35}} = 0,43 \cdot 8,5 \cdot 8 = 29,24 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\text{возВМПЭ10}} = 0,2 \cdot 8,5 \cdot 38 = 64,6 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\text{возТФЗМ220}} = 0,3 \cdot 8,5 \cdot 8 = 20,4 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\text{возТБМО}} = 0,2 \cdot 8,5 \cdot 8 = 13,6 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\text{возТФЗМ27,5}} = 0,5 \cdot 8,5 \cdot 21 = 89,25 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\text{возНАМИ220}} = 0,4 \cdot 8,5 \cdot 2 = 6,8 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_{\text{возЗНОМ35}} = 0,05 \cdot 8,5 \cdot 4 = 1,7 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{возНТМИ10}} = 0,07 \cdot 8,5 \cdot 4 = 2,38 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{возРНД3220}} = 1,19 \cdot 8,5 \cdot 25 = 252,8 \text{ тыс. руб.};$$



$$K_{\text{возРНД335}} = 0,219 \cdot 8,5 \cdot 35 = 65,1 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{возРВ}} = 0,3 \cdot 8,5 \cdot 4 = 10,2 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{возТМЖ400}} = 1,02 \cdot 8,5 \cdot 2 = 17,34 \text{ тыс. руб.}$$

Полная возвратная стоимость старого оборудования составляет

$$K_{\text{воз}} = 149,6 + 11,9 + 29,24 + 64,6 + 20,4 + 13,6 + 89,25 + 6,8 + 1,7 + 2,38 +$$

$$252,8 + 65,1 + 10,2 + 17,34 = 734,91 \text{ тыс. руб.}$$

Подставив численные значения в формулу (78) получим:

$$K_{\text{рек}} = 13962,43 + 454,91 - 734,91 = 13682,43 \text{ тыс. руб.}$$

## **7.2 Определение эксплуатационных расходов реконструкции тяговой подстанции**

Ежегодные расходы, тыс. руб./год определяются по формуле (7.4).

$$C = C_a + C_э, \tag{7.4}$$

где  $C_э$  – затраты на эксплуатацию объекта, тыс. руб./год;

$C_a$  – амортизационные отчисления, тыс. руб./год.

Амортизационные отчисления предназначаются для проведения капитальных ремонтов во время эксплуатации энергетического оборудования, а также для реновации его первоначальной стоимости.

Нормы этих отчислений зависят от периодичности и стоимости капитальных ремонтов и срока службы оборудования.

В технико-экономических расчетах амортизационные отчисления и затраты на эксплуатацию, тыс. руб./год определяются в процентах от капитальных вложений по формулам (7.5) и (7.6):

$$C_a = \frac{K_{\text{рек}} \cdot a_a}{100}, \quad (7.5)$$

$$C_э = \frac{K_{\text{рек}} \cdot a_э}{100}, \quad (7.6)$$

где  $a_a$ ,  $a_э$  – нормы соответственно амортизационных отчислений и затрат на обслуживание силового оборудования. Величина нормы амортизационных отчислений  $a_a$  для вновь устанавливаемого оборудования равна 1,5 %; величина норм затрат на обслуживание  $a_э$  принимается равной 2 %, согласно.

От 6-10 кВ – 4%, 35-150 кВ – 3%, 220 кВ – 2%.

По формулам (6.5) и (6.6) рассчитываются амортизационные и эксплуатационные затраты:

$$C_a = \frac{13682,43 \cdot 1,5}{100} = 205,236 \text{ тыс. руб./год,}$$

$$C_э = \frac{13682,43 \cdot 2}{100} = 273,649 \text{ тыс. руб./год.}$$

По формуле (6.4) определим ежегодные расходы:

$$C = 205,236 + 273,649 = 478,885 \text{ тыс. руб./год.}$$

Результаты расчета годовых текущих расходов представлены в таблицы 21.

Таблица 21 – Расчет годовых текущих расходов

С, тыс. руб./год	478,885
С <sub>а</sub> , тыс. руб./год	205,236
С <sub>э</sub> , тыс. руб./год	273,649

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

### 8.1 Безопасность

К работе (эксплуатации, ремонту, техническому обслуживанию) на подстанциях и электрических установках допускается специально подготовленный электротехнический персонал, который в свою очередь делится на оперативный, ремонтный, оперативно-ремонтный и административно-технический

Требования к работнику для получения допуска к работам на подстанциях и электрических установках:

- возраст 18 лет и более;
- прохождение медицинского осмотра;
- прохождение вводного инструктажа;
- прохождение профессиональной подготовки касательно характера работ (для работника с общим или полным высшим образованием это 72 часа в образовательных организациях);
- прохождение инструктажа (первичного) на месте работы, стажировка, проверка знаний об охране труда и обучение;
- владение знаниями и навыками по освобождению пострадавшего от электрического тока и оказанию первой доврачебной помощи в случае поражения электрическим током.

Непосредственно в процессе работы электромонтёр проходит:

- периодические медицинские осмотры, освидетельствования у психиатра;
- инструктажи по охране труда (целевые, внеплановые, повторные);
- инструктажи по пожарной безопасности и производственные инструктажи;
- очередную и внеочередную проверку знаний;
- тренировки контрольные противоаварийные и противопожарные;

- дополнительное профессиональное образование для повышения квалификации;

- обучение оказанию первой помощи (ежегодное) пострадавшим от поражения электрическим током.

Работник тяговой подстанции, который допускается к работе и техническому обслуживанию на тяговой подстанции должен:

- знать список вредных и опасных для человека производственных факторов, которые могут воздействовать на человека во время работы и меры защиты от них

- соблюдать режим труда и отдыха, правила гигиены и внутреннего трудового распорядка

- знать свои обязанности, схемы, основные параметры обслуживаемого оборудования и технологию выполнения работ

- выполнять команды производителя работ и следовать его указаниям не допускать расширения зоны работы

- к выполнению работы приступать только в комплектах специальной одежды для защиты от термического воздействия электрической дуги, специальной обуви.

- знать порядок проверки и применения средств защиты

- рабочее место содержать в чистоте и порядке, а также следить за состоянием инструментов и приспособлений, не пользоваться теми инструментами и приспособлениями, которые не разрешены к использованию

- проходить обучение по охране труда в установленном порядке, в том числе обучение безопасным методам, приемам выполнения работ, оказанию первой помощи

- проходить обучение по использованию средств индивидуальной защиты, стажировку на рабочем месте;

- владеть знаниями и уметь их применять при возникновении какой-либо аварийной ситуации, угрожающей здоровью и жизни людей, а также при возникновении любых несчастных случаев, произошедших на производстве;

- не допускать постороннего присутствия на рабочем месте;

- в рабочее время не заниматься посторонними делами чтобы решить личные вопросы;

- безукоризненно выполнять указания всевозможных знаков и плакатов безопасности, световых и звуковых сигналов, подаваемых другими работниками;

- соблюдать правила поведения на ж/д путях, знать схемы технологических и служебных проходов;

- участвовать лично в обеспечении безопасных условий труда на месте работы;

- извещать руководство и/или энергодиспетчера о всевозможных недостатках, поломках, обнаруженных при работе.

Также электромонтёр тяговой подстанции обязан соблюдать следующие правила личной гигиены:

- специальную, а также личную одежду, специальную обувь хранить в специальных, оборудованных для этого санитарно-бытовых помещениях, либо шкафчиках отдельно;

- после работ с вредными веществами использовать разрешенные очищающие пасты;

- перед приёмом пищи обязательно мыть руки с мылом;

- пищу следует принимать исключительно в местах, оборудованных для этого;

- пить воду только из ёмкостей, созданных для этой цели.

Касательно личной гигиены сотрудников существуют некоторые запреты:

- запрещается использовать воду из случайных или неизвестных источников для питья;

- на рабочих местах запрещено хранить и принимать пищу;
- не допускается хранение спецодежды и обуви в местах, не предназначенных для этого.

Во время работы на тяговой подстанции работники безусловно подвержены риску, а также вредным производственным факторам, а следовательно, в зависимости от условий выполнения работы и от выполняемой работы в целом электромонтёр должен:

- применять следующие приспособления для защиты от поражения электрическим током: изолирующие клещи, изолирующие штанги, сигнализаторы наличия напряжения стационарные и индивидуальные, указатели напряжения, клещи электроизмерительные, указатели напряжения для проверки совпадения фаз, галоши, боты, диэлектрические перчатки и ковры или подставки, изолирующие накладки и колпаки, защитные ограждения, инструмент для слесарно-монтажных работ с изолированными рукоятками, переносные заземления, а также плакаты и всевозможные знаки безопасности;

- для защиты от термического воздействия электрической дуги, а также повышенной напряженности следует применять в качестве одежды специальные комплекты с указанными защитными свойствами, которые относятся к дополнительным техническим средствам защиты;

- выполнять работу с приставных лестниц из дерева либо стеклопластика или стремянок;

- чтобы оградить себя от падения с высоты при выполнении работы на высоте более 1.7м над уровнем земли или пола применять страховочные системы;

- для защиты от механических повреждений головы, от термических факторов электродуги, от поражения электрическим током при случайном касании частей под напряжением до 1000 В, в распределительных устройствах, как открытых так и закрытых носить каску защитную с щитком (термостойким), пристегнутую подбородочным ремнем;

- применять дополнительное местное освещение при недостаточном освещении рабочего пространства;

Если работа выполняется на улице или в холодное время года, то необходимо пользоваться методическими рекомендациями «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытом воздухе на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»:

- для того чтобы предотвратить обморожение или переохлаждение при работе на холоде работник должен использовать специальную, теплозащитную одежду и обувь;

- в холодный период года необходимо применять перерывы в работе для того чтобы обогреться и заходить в ближайšie к месту работы помещения для обогрева;

- если температура воздуха ниже  $-40^{\circ}\text{C}$  необходимо использовать средства индивидуальной защиты для лица и дыхательных органов;

- во время сильных морозов избегать прикосновения голыми руками к металлическим предметам и деталям, а также инструментам.

Перечень выдаваемой спецодежды и спецобуви, а также других СИЗ электромонтёру тяговой подстанции:

- летний комплект для защиты от термического воздействия электрической дуги;

- термостойкая рубашка;

- спецкостюм летний из термостойкого материала для защиты от воздействия электрической дуги;

- нательное термостойкое бельё для защиты от воздействия электрической дуги;

- термостойкие перчатки;

- защитная каска со съёмным лицевым щитком;

- кожаная обувь для защиты от высоких температур;

- сигнальный летний жилет термостойкий;



- влагозащитный плащ;
- перчатки со специальным полимерным покрытием либо комбинированные;
- трикотажные (хлопчатобумажные) перчатки;
- диэлектрические перчатки;
- диэлектрические боты;
- система страховочная для защиты от падений с высоты;
- специальный костюм для защиты от производственных загрязнений или механических воздействий;

В холодное время года (при температуре равной или ниже 10°C) дополнительно:

- зимний комплект для защиты от воздействия электрической дуги;
- термостойкий костюм для работы при пониженных температурах;
- нательное термостойкое белье;
- специальный подшлемник для защиты от холода со встроенными звукопроводными вставками;
- термостойкие перчатки;
- термостойкая кожаная обувь с применением материалов для защиты от низких температур;
- трикотажная шапка;
- сигнальный термостойкий жилет зимний;
- утепленные перчатки.

При выполнении работ на тяговых подстанциях с ОРУ 220 кВ и на ППС контактной сети переменного тока дополнительно выдаётся:

- защитный электропроводящий костюм с накастиком (электропроводящим) и с электропроводящими контактами (брюки и куртка) Эп-4 (0), а также комбинезон всесезонный электропроводящий с электропроводящим накастиком и контактами с демисезонным костюмом для защиты от всевозможных производственных загрязнений ЭП-4 (0);

- утепленные электропроводящие ботинки;
- утепленные электропроводящие перчатки;

По окончании работ, сотрудник обязан:

- рабочее место привести в порядок;
- оформить окончание работы в наряде и журнале учета работ;
- проверить состояние инструментов, защитных приспособлений и средств, если требуется, то привести их в порядок и разместить в оборудованных для этого стеллажах или шкафах;
- обтирочный материал убрать в специальный металлический ящик и закрыть его крышкой;
- сдать место, на котором производились работы, дежурному станции;
- специальную одежду и СИЗ снять и убрать в шкафчик для рабочей одежды;
- тщательно вымыть руки и лицо, если необходимо принять душ.

Опасные факторы на подстанции:

- воздействие электрического тока на человеческий организм;
- работа на высоте более 1,8м;
- работа вблизи от электроподвижных составов;

Для того чтобы анализировать опасность поражения электрическим током необходимо определить значения тока, который протекает через человеческое тело при различных условиях.

Опасность этого поражения зависит от следующих условий:

- напряжение сети;
- путь по которому ток проходит в теле человека;
- схема сети;
- режим работы нейтрали сети;
- степень изоляции частей проводящих ток от земли;
- емкость токоведущих частей.

Проходя через тело человека, электрический ток оказывает электролитическое, биологическое и термическое воздействие. Это нормирует ГОСТ – 12.03.82, для защиты обеспечивают безопасность рабочего персонала организационными и техническими мероприятиями, которые предотвращают ошибочные действия персонала при работе на тяговой подстанции. Работники тяговых подстанций должны ежегодно проходить проверку знаний ПТЭ и ПТБ, для них проводят занятия по технической учёбе и тренировке противоаварийных действий.

Электрические поля частотой 50 Гц при напряженности до 5 кВ/м на организм человека вредного воздействия не оказывают и поэтому время нахождения персонала в таком поле не нормируется. В полях же с напряженностью более 5 кВ/м время пребывания регламентировано ГОСТ – 12.1.002-84. В поле напряженностью до 20 кВ/м время пребывания при применении СИЗ не ограничено. При напряжении выше 25 кВ/м максимально допустимое время пребывания в поле не должно превышать трёх часов. Защита обеспечивается рационализацией трудового процесса и с помощью применения специальных защитных экранов.

От микроклимата на рабочем месте зависят качество работы и производительность, а потому он нормируется. Температура воздуха при влажности 65% должна быть в пределах +18...+23°C, скорость движения воздуха не более 0,3 м/сек. Для того чтобы нормализовать микроклимат на тяговых подстанциях устанавливают местную и общеобменную вентиляцию, а также проводят отопление для поддержания необходимого уровня температурного режима.

Для безопасности сотрудников, а также для высокого качества выполняемой работы необходимо достаточное освещение рабочих зон. Для этого на тяговых подстанциях применяют прожекторные мачты, мощность и число которых принимаются согласно расчетам. Освещение рабочих мест непосредственно внутри помещений регламентируются ПУЭ.

Освещенность рабочего места должна находиться в пределах 200-700 лк в зависимости от вида выполняемых работ. На подстанциях используется искусственное освещение, которое подразделяют на:

- освещение рабочее, которое необходимо для осуществления процесса производства;
- освещение в проходах (75 лк);
- освещение помещений щитовых (200-500 лк);
- освещение аварийное, которое должно позволить продолжить работу при отключении рабочего освещения: в проходах на открытой части (1 лк), в помещении щитовых (2 лк);
- эвакуационное освещение чтобы эвакуировать людей при возникновении аварии и отключении любого из освещений: в проходах и на открытой части (1 лк), в помещениях (0,5 лк).

На тяговых подстанциях основным источником шума являются установки вентиляционные (помещений, аккумуляторной батареи, преобразовательных агрегатов). Согласно ГОСТ – 12.1.003-83 допустимый уровень шума на рабочем месте составляет 60-85 дБА. Для защиты от шума используют специальные звукопоглощающие материалы, рационально располагают рабочие места и места для отдыха персонала.

При нагреве лакокрасочных и изоляционных материалов выделяются пары, которые оказывают химическое воздействие на организм человека. При нормальном режиме работы электроустановок уровень содержания этих веществ в воздухе не превышает ПДК. Во время работы аккумуляторная батарея выделяют в воздух такие вредные вещества как пары серной кислоты, водород (как в чистом виде, так и в виде ядовитых соединений) и прочие примеси. Выделение водорода в свою очередь опасно понижением концентрации кислорода в воздухе, что негативно сказывается на здоровье персонала. Концентрация водорода считается допустимой если объём водорода в помещении не превышает 0,7%.

Психологические факторы воздействия включают в себя:

- нагрузки нервной системы из-за важности принимаемых решений;
- факторы, которые связаны с ненормализованным рабочим процессом.

Для того чтобы снизить воздействие этих факторов необходимо обучать персонал и организовывать труд и рабочее место сотрудников, а также перерывы в работе и места для отдыха персонала.

Биологические факторы, которые присутствуют на тяговых подстанциях представляют собой разнообразные бактерии, грибки и микробы, которые могут нанести вред сотрудникам при несоблюдении личной гигиены, а также при неисправности сантехники или плохого санитарного состояния рабочих помещений.

## **8.2 Экологичность**

На тяговой подстанции Сулус используются силовые трансформаторы ТДТНЖ-40000-220/27,5/10 который содержит 19,9 т масла (тм). Следовательно, расчёт объёма маслоборника не требуется так как масса масла менее 20 т.

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

На ПС Сулус в ОРУ установлено два трансформатора типа ТДТНЖ-40000-220/27,5/10, для них заданы данные: вид системы охлаждения – трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с системой регулирования напряжения. Типовая мощность трансформатора – 40 МВА. Класс напряжения - 220 кВ.

Определяем допустимый уровень звука:  $DY_{LA} = 45 \text{ дБА}$ . Данное значение взято для времени суток ( $23^{00} - 7^{00}$ ), в качестве более жесткого требования к допустимому уровню звука.

В зависимости от типовой мощности, класса напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем скорректированный уровень звуковой мощности одного трансформатора:  $L_{PA} = 97 \text{ дБА}$ .

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный скорректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1*97} = 100 . \quad (8.1)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{WA\Sigma} = DY_{L4} + 10 * \lg\left(\frac{S}{S_0}\right)$$

где  $S_0 = 1 \text{ м}^2$ , а  $S = 2n(R_{MIN})^2$  (8.2)

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{WA\Sigma} - DY_{L4}}{10}}}{2 * \pi}}, \quad (8.3)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{100 - 43}{10}}}{2 * \pi}} = 224 \text{ м}$$

Минимальное расстояние от ПС Сулус до границы посёлка составляет 224 м, а ПС находится на расстоянии 303 м от посёлка. Следовательно, за-

щита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

### **8.3 Чрезвычайные ситуации и действия по их предотвращению**

#### **8.3.1 Аварийные ситуации и порядок действий по их предотвращению**

В случаях, когда режим работы электроустановки нарушается или электрооборудование выходит из строя, дежурный по тяговой подстанции должен обесточить поврежденное оборудование и сообщить об этом энергодиспетчеру и начальнику тяговой подстанции, далее под руководством энергодиспетчера обеспечить восстановление электропитания сети, линий автоблокировки и потребителей.

В случаях короткого замыкания на землю строго запрещено приближаться к месту замыкания ближе, чем на 4 метра в закрытых помещениях и 8 метров на открытых распределительных устройствах. В таких случаях приближение к источникам короткого замыкания допускается только при использовании основных и дополнительных средств защиты для ликвидации замыкания или оказания помощи пострадавшим.

При возникновении любой из аварийных ситуаций необходимо остановить работу и в обязательном порядке оповестить начальника подстанции, энергодиспетчера и начальника дистанции электроснабжения.

Во время работы по ликвидации аварийных ситуаций должны выполняться все возможные технические мероприятия, которые направлены на обеспечения безопасности работающих. В электроустановках, напряжение которых более чем 1000 В с каждой из сторон, с которой при включении коммутационного аппарата возможна подача напряжения на место работы, должен быть видимый разрыв. Во время допуска к работе необходимо удостовериться в отсутствии напряжения, правильной работе заземляющих ножей, установке переносных заземлений, наличии плакатов и наличии установленных ограждений, если они требуются.

В тех случаях, когда работы по устранению неполадок не терпят отлагательств, а к таким относятся случаи которые могут привести к аварии на станции, пункте электропитания или секционирования, работы разрешается выполнять без наряда по приказу энергодиспетчера, который выдается на основании аварийной заявки, обязательно зарегистрированной в журнале (оперативном). Аварийная заявка дается на основе типовых бланков по подготовке места работы на каждом присоединении цепи, которые должны быть на каждой подстанции.

### **8.3.2 Пожары и средства борьбы с возгораниями на тяговой подстанции**

Пожар представляет собой незапланированное возгорание, не в отведенном для огня месте и представляющее опасность материальным ценностям и здоровью или жизни людей.

Для того чтобы предотвратить пожар необходимо предотвратить любое образование горючей среды или предотвратить образование очагов возгорания в этой среде.

Чтобы эффективно предотвратить образование горючей среды используют следующие способы в различных комбинациях:

- применение трудногорючих либо вовсе негорючих материалов и веществ;
- ограничение объёма горючих веществ или их массы и (или) материалов, которые могут привести к воспламенению в соответствии с условиями строительства и технологии и размещение их наиболее безопасным способом;
- изолирование горючей среды с помощью изолированных отсеков;
- измерение и контроль концентрации среды в безопасных пределах в соответствии с правилами и нормами и другими технически-нормативными документами, а также с правилами безопасности;
- поддержание уровня давления среды и ее температуры, при которых распространение огня исключено;



- автоматизацией и механизацией процессов, которые технологически связаны с обращением с горючими веществами, максимально возможными способами;

- изолированная установка пожароопасного оборудования (на открытых площадках либо в изолированных помещениях)

- установка отсекающих и (или) отключающих устройств и применение устройств защиты оборудования с горючими веществами от всевозможных повреждений и аварий;

Для того чтобы исключить попадание источников воспламенения в горючую среду необходимо использовать следующие способы:

- использовать такие машины, устройства, механизмы и оборудование, которые не образуют источники возгорания при эксплуатации;

- использовать только такое электрооборудование, которое соответствует пожарной безопасности, а также требованиям ПУЭ;

- применять в конструкции быстродействующие средства защитного отключения источников зажигания;

- установить молниезащиту для зданий, оборудования и сооружений;

- следить за температурой нагрева поверхностей механизмов, машин, устройств, оборудования, материалов и веществ, которые могут войти в контакт с горючей средой;

К основным причинам пожара относят неосторожное поведение при электросварочных работах, короткие замыкания, взрыв масляных выключателей, нерегулярное проветривание аккумуляторной батареи.

На подстанции в обязательном порядке должны находиться и содержаться в порядке следующие средства пожаротушения: противопожарные водоотводы, огнетушители (ОУ, ОХП, ОП, ОУБ), ящики с песком, пожарный инвентарь.

В случае возникновения пожара необходимо:

- оповестить весь персонал и принять необходимые меры к тушению огня;
- уведомить энергодиспетчера и вызвать на место пожара начальника и остальных должностных лиц;
- если загорелось электрооборудование, то необходимо применять только порошковые либо углекислотные огнетушители;
- если пожар возник из-за короткого замыкания необходимо обесточить место очага и удалить от места возгорания взрыво- и пожароопасные материалы (вещества) и использовать кошму, песок, огнетушители и другие средства тушения пожара для тушения пламени;
- освободить пострадавших и оказать им первую доврачебную помощь;
- при воспламенении одежды на пострадавшем необходимо как можно скорее погасить огонь либо сбросить или сорвать одежду, при этом ни в коем случае не делать это голыми руками, необходимо использовать вода, а в холодное время года можно воспользоваться снегом;

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью проекта была реконструкция РЗА тяговой подстанции в связи с установкой третьего трансформатора. В качестве третьего трансформатора был выбран трансформатор ТДТНЖ-40000-220/27,5/10 кВ.

Целью реконструкции была необходимость повышения надежности и перехода подстанции на современные аппараты защит, что позволит увеличить чувствительность и снизить количество аварийных событий.

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- произведен расчет токов короткого замыкания и расчет максимальных рабочих токов присоединений. На основе данного расчета было выбрано оборудование для подстанции Сулус;

- произведен выбор защит трансформаторов на подстанции;

- разработаны меры по защите от грозových перенапряжений;

- выполнен расчет заземляющего устройства для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала;

- в разделе электробезопасности рассмотрены вопросы безопасности при проведении работ в электроустановках;

- выполнены расчеты по экономически-организационным вопросам реконструкции тяговой подстанции;

Данная реконструкция позволит увеличить надёжность энергетической сети Дальнего Востока, а также увеличит пропускную способность тяговой подстанции и даст возможность обеспечивать необходимой электроэнергией более тяжелые составы, что положительно скажется на развитии экономики и грузоперевозок Российской Федерации.

Можно сделать вывод, что рассмотренный вариант реконструкции позволит увеличить пропускную способность тяговой подстанции Сулус, а также увеличит надежность электроэнергетической системы Дальнего Востока и позволит поддерживать соответствующее качество электроэнергии.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гринберг-Басин М. М. Тяговые подстанции: Пособие по дипломному проектированию / М. М. Гринберг-Басин – М.: Транспорт, 1986. – 168 с
2. Гайсаров, Р. В. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов [Текст] : учеб. пособие для вузов / Р. В. Гайсаров, И. Т. Лисовская. Ч. : ЮУрГУ, 2002. – 59 с.
3. Гатальских, Г. И. Тяговые подстанции [Текст] : учеб. пособие для вузов / Г. И. Гатальских, Ю. А. Самсонов. – М. : Транспорт, 1987 – 277 с.
4. Справочник по элегазовым выключателям наружной установки [Текст]. М. : Академия, 2008. – 57 с.
5. Техника высоких напряжений. Методические указания к практическим занятиям / сост.: Савина Н.В., Проценко П.П.. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2015. – 106 с.
6. Беляков, Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие / Ю.П. Беляков, А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004. – 132 с.
7. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем / под ред. А.Ф. Дьякова, Н.И. Овчаренко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 245 с.
8. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : метод. указания к практ. занятиям. Ч. 1/ АмГУ, Эн. ф.; сост.: А. Н. Козлов, А. Г. Ротачева. - 2-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 37 с. 5
9. Трансформаторы тока. Номинальный первичный ток. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://transformatory-toka.ru/nominalnyj-pervichnyjtok.html>. – 10.11.2022. 6 Шнеерсон, Э.М.

10. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнейерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
11. Методические указания по расчету уставок защит подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». – ОАО «ФСК ЕЭС»; – Чебоксары, 2009.
12. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем / под ред. А.Ф. Дьякова, Н.И. Овчаренко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 245 с.
13. Микропроцессорные средства управления [Электронный ресурс] : метод. указания к практ. занятиям для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника". Ч. 3: Терминалы НПП "Экра" / АмГУ, Эн.ф.; сост. А. Н. Козлов. - Благовещенск: Издво Амур. гос. ун- та, 2017. - 26 с.
14. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-ТЗ». Руководство по эксплуатации. – М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.
15. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений [Текст]: РД 34.21.122–2003 утв. М-вом энергетики РФ 15.06.03 : ввод. в действие с 01.01.04. – М. : ЭНАС, 2003. – 37 с.
16. Инструкция по охране труда для электромонтера тяговой подстанции (ИОТ РЖД-4100612-ТЭ-000-2019)
17. Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности. (ГОСТ – 12.03.82)
18. Система стандартов безопасности труда. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. (ГОСТ – 12.1.002-84)
19. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. (ГОСТ – 12.1.003-83)
20. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

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

22. Основы электротехники, микроэлектроники и управления / Ю. А. Комиссаров, Л. С. Гордеев, Д. П. Вент, Г. И. Бабокин. – М.: Издательство Юрайт, 2023. – 607 с.

23. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий / Минэнерго (ред 2023).

24. Правила устройства электроустановок. Раздел III. Защита и автоматика. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://rukipro.ru/doc/pue.html>. – 10.04.2023.

25. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.

26. Релейная защита и автоматика в электрических сетях / под редакцией В. В. Дрозд. — Москва: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012. — 632 с. — ISBN 978-5-904098-21-6. — Текст: электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/22702.html> (дата обращения: 16.04.2023).

27. СП 42.13330.2016. Инженерная инфраструктура, защита от шума.

28. Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.

25. Трансформатор ТДТН 40000 кВА 110/27,5/11 кВ <https://entrans.ru/catalog/transformatory-tdtn/tdtn-40000-kva-110-38-5-11-kv/> (дата обращения 09.04.2023).

26. Трансформаторы тока. Номинальный первичный ток. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://transformatory-toka.ru/nominalnyj-pervichnyj-tok.html>. – 21.04.2023.

27. Цифровая релейная защита / Шнеерсон Э.М. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

28. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. М: Энергоатомиздат, 1985.- 296 с.

29. Шнеерсон, Э.М. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

30. Электроэнергетика. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебное пособие / Ю. А. Ершов, О. П. Халезина, А. В. Малеев, Д. П. Перехватов. — Красноярск : СФУ, 2012. — 68