

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: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии  
напряжением 220 кВ Скородино - Уруша-тяга - Ерофей Павлович-тяга

Исполнитель

студент группы 742-об4

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.И. Киреев

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Лисогурский

**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 Киреева Евгения Ивановича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ Сковородино - Уруша-тяга - Ерофей Павлович-тяга

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 16.06.2021г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Получены в результате производственной преддипломной практики

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

1 Характеристика рассматриваемого района электрических сетей 2 Целесообразность модернизации релейной защиты и автоматики ВД 220 кВ Сковородино - Уруша-тяга - Ерофей Павлович-тяга и ПС Уруша -тяга

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 9 рисунков, 15 таблиц, 20 источников, 3 приложения, 6 листов графической части

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

7. Дата выдачи задания 20.03.2021г.

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

Задание принял к исполнению (дата): 20.03.2021 г.

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 104 стр., 9 рисунков, 15 таблиц, 122 формулы, 20 источников, 3 приложения.

МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ, ТЕМИНАЛ ЗАЩИТЫ, ТЯГОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе представлен один из вариантов модернизации релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ Сковородино - Уруша-тяга - Ерофей Павлович-тяга. Произведен расчет таких задач как определение токов короткого замыкания различного типа, определены основные типы необходимых защит ВЛ, рассчитаны уставки срабатывания защит. Проведена реконструкция и модернизация тяговой подстанции Уруша-тяга, выбрано основное оборудование для данного объекта и проверено по условиям протекания короткого замыкания. В части экономики проведены необходимые расчеты, определены суммарные капиталовложения в модернизацию РЗА и ПС. В части безопасности и экологичности проведены необходимые расчеты и представлены меры по безопасной эксплуатации электротехнического оборудования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика рассматриваемого района электрических сетей	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.2 Характеристика схемы электрической сети	10
2 Целесообразность модернизации релейной защиты и автоматики ВД 220 кВ Сквородино - Уруша-тяга - Ерофей Павлович-тяга и ПС Уруша –тяга	13
3 Расчет параметров схемы замещения	14
3.1 Расчет параметров схемы замещения прямой последовательности	14
3.2 Расчет параметров схемы замещения обратной последовательности	19
3.3 Расчет параметров схемы замещения нулевой последовательности	23
4 Расчет токов короткого замыкания	27
4.1 Расчет симметричного короткого замыкания	27
4.2 Расчет несимметричного короткого замыкания	29
4.3 Расчет составляющих тока короткого замыкания в РУ 220 кВ ПС «Уруша-тяга»	33
5 Выбор оборудования ПС «Уруша-тяга»	35
5.1 Выбор выключателей 220 кВ	35
5.2 Выбор разъединителей	37
5.3 Выбор системы связи	37
5.4 Выбор трансформаторов тока	37
5.5 Выбор трансформаторов напряжения	39
5.6 Выбор гибкой ошиновки	41
5.7 Выбор ОПН	42
6 Расчет уставок защит ВЛ 220 кВ	45
6.1 Дистанционная защита от междуфазных повреждений	45
6.2 Токовая защита нулевой последовательности	54
6.3 Максимальная токовая последовательность	57

6.4 Ступенчатая токовая последовательность	58
6.5 Автоматика воздушной линии	59
6.6 Устройство резервирования отказа выключателя	60
7 Дифференциальная защита линии	62
8 Устройство передачи аварийных сигналов и команд	70
8.1 Назначение	70
8.2 Характеристики	71
8.3 Устройство и работа шкафа	77
9 Защита от прямых ударов молнии	83
10 Расчет сети заземления	86
11 Экономическая часть проекта	88
12 Безопасность и экологичность	91
12.1 Безопасность	91
12.2 Экологичность	94
12.3 Чрезвычайны ситуации	98
Заключение	102
Библиографический список	103
Приложение А. Расчет симметричных КЗ	105
Приложение Б. Расчет двухфазных КЗ	106
Приложение В. Расчет однофазных КЗ	107

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ТП – тяговая подстанция

МЗ – микропроцессорная защита

УС – уставка срабатывания

ВЛ – воздушная линия электропередачи

СТ – силовой трансформатор

ОУ- оперативное ускорение резервных защит

ВВ – высоковольтный выключатель

ТСН – трансформатор собственных нужд подстанции

ДЗ – дистанционная защита

ТО – токовая отсечка

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности

ДЗШ – дифференциальная защита шин подстанции

КЗ – короткое замыкание

ДЗЛ –дифференциальная защита линии

УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время практически во всех системах электроснабжения требуется проводить модернизацию оборудования, как первичных цепей так и вторичных цепей, включая релейную защиту и автоматику. Неправильная или ложная работа релейной защиты и автоматики приводит к ложному отключению оборудования или не приводит к отключению при возникновении короткого замыкания, все это может привести существенным финансовым потерям сетевого предприятия поэтому наряду с необходимостью замены силового оборудования на подстанциях, так же требуется и проводить модернизацию систем релейной защиты и автоматики, заменять их на современный тип который является более надежным и долговечным.

Цель представленной работы – выполнить необходимые расчеты и провести модернизацию системы релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ Сквородино - Уруша-тяга – Ерофей Павлович-тяга, так же провести модернизацию и замену оборудования на ПС Уруша- тяга.

Актуальность представленной работы – заключается в том что используемое в настоящее время оборудование релейной защиты и автоматики на рассматриваемой ВЛ 220 кВ уже не соответствует требованиям которые на него накладываются, в частности это касается надежности, быстродействия, простоте обслуживания и требуется модернизация данной системы, перевод ее на микропроцессорные терминалы. На рассматриваемой тяговой подстанции Уруша-тяга остро стоит необходимость замены всего основного оборудования, включая силовые трансформаторы, выключатели, шины и иное силовое, защитное и измерительное оборудование. Поэтому в данной работе и будет проводиться разработка одного из таких вариантов модернизации системы электроснабжения и систем защиты оборудования.

Практическая значимость работы – заключается в том что в данной работе будет разработан один из наиболее оптимальных как с экономической точки зрения так и с точки зрения качества, надежности, вариант модернизации

тяговой подстанции Уруша-тяга а так же релейной защиты и автоматики питающей линии электропередачи напряжением 220 кВ. После проведенных расчетов будут определены технические характеристики и стоимость оборудования и модернизации в целом

Основные задачи при выполнении данной работы:

- Составление схемы замещения участка сети: прямой, обратной и нулевой последовательности.
- Определение эквивалентных параметров схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.
- Расчет на их основании токов короткого замыкания (симметричного и не симметричного).
- Выбор оборудования защиты и автоматики
- Выбор типов защит и уставок.
- Выбор основного электротехнического оборудования на модернизируемой подстанции Уруша-тяга
- Проверка оборудования по условиям протекания токов короткого замыкания.
- Расчет системы молниезащиты ПС Уруша- тяга.
- Расчет системы заземления ПС Уруша- тяга.
- Расчет основных экономических параметров при модернизации и определение суммарных капиталовложений.
- Определение мер безопасности, при выполнении строительное монтажных работ на объекте электроэнергетики, а так же при эксплуатации рассматриваемого оборудования.
- Определение параметров маслоприемника силового трансформатора на ПС Уруша-тяга.
- Определение основных мероприятий на ПС Уруша тяга при возникновении различных чрезвычайных ситуаций включая пожар на электротехническом оборудовании и определение мер препятствующих данному нарушению.



При выполнении данной при различных вычислениях и оформлении графической части данной выпускной квалификационной работы были использованы следующие программные продукты как: Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad.

Ожидаемые результаты от выполнения данной работы – получение готового проекта модернизации релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ и проекта реконструкции ПС Уруша-тяга с указанием технических характеристик необходимого для установки оборудования, получение данных о стоимости реконструкции и сопутствующих ежегодных затрат на ремонт эксплуатацию и амортизацию оборудования. Получение фактических данных о токах короткого замыкания и их составляющих в различных участках сети и рассматриваемого объекта реконструкции.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

## 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности

В данной работе предусматривается реконструкция и модернизация ПС Уруша-тяга в связи с этим в данном разделе приводятся все необходимые климатические данные для правильного выбора оборудования. Выбор оборудования должен основываться не только на технических характеристиках но и на его климатическом исполнении, так как последнее играет важную роль в надежности и безотказности работы, неправильный выбор оборудования приведет к нарушениям в работе последнего.

Климатические характеристики Амурской области в частности на рассматриваемом участке сети приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики

Характеристика	Значение
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м <sup>2</sup> )	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см <sup>3</sup> ), (мм)	20
Температура воздуха высшая, (град С)	41
Температура воздуха низшая, (град С)	-45
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	0

Используем приведенные данные для выбора и проверки оборудования.

## 1.2 Характеристика схемы электрической сети

На рисунке 1 представлена подробная однолинейная схема размариваемого участка сети.

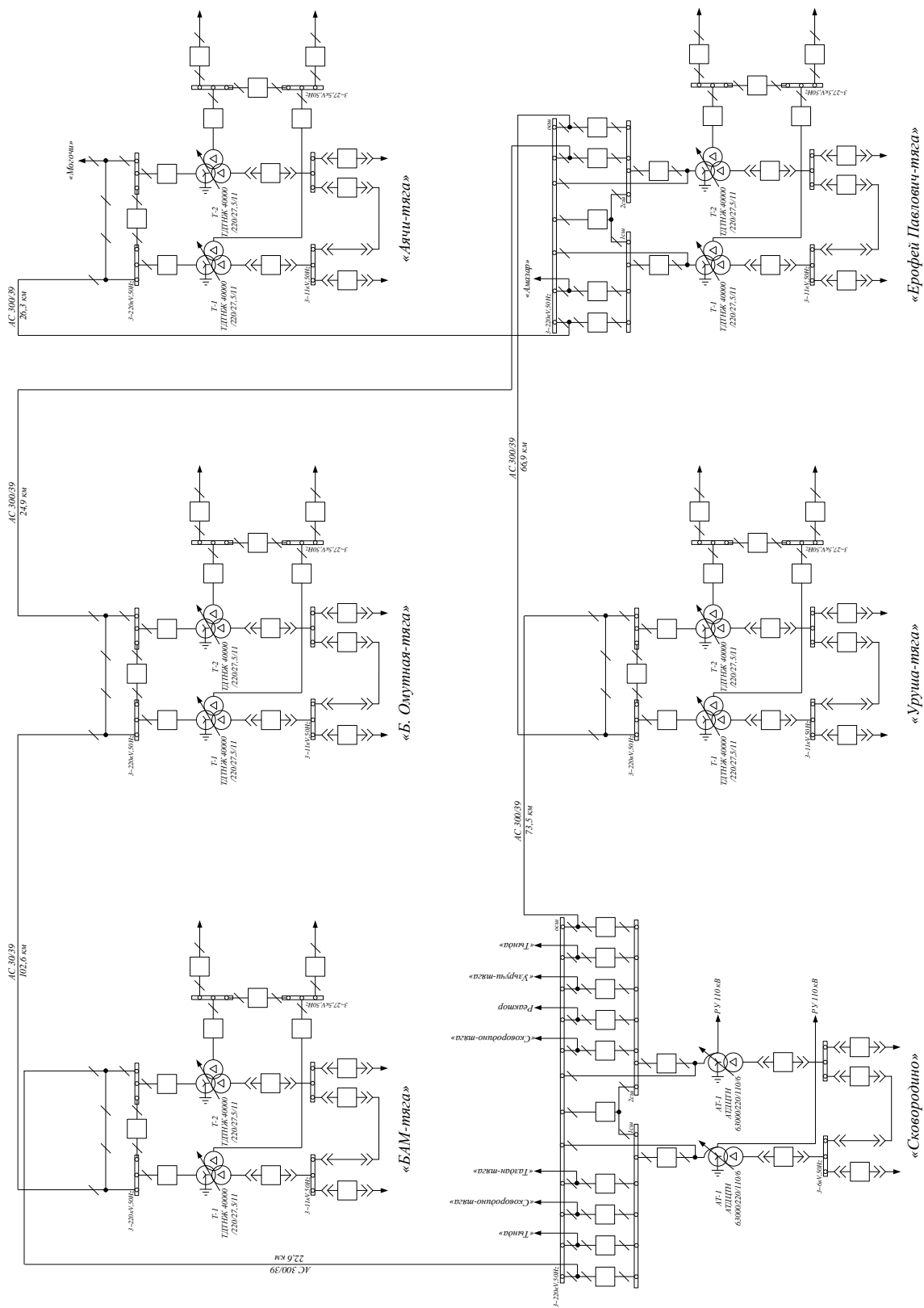


Рисунок 1 – Схема электрической сети

Рассмотрим подробно схему электрической сети рассматриваемого района: основным источником питания в данном районе является ПС

220/110/35/10 Сковородино имеющая соответственно 4 распределительных устройства. РУ 220 кВ выполнено по схеме 12 «одна рабочая секционированная и обходная система шин», общее количество присоединений составляет в данном РУ 13, включая шунтирующий реактор предназначенный для потребления реактивной мощности вырабатываемой ВЛ 220 кВ. РУ 110 кВ выполнено так же по схеме 12 «одна рабочая секционированная и обходная система шин», общее количество присоединений составляет в данном РУ 10. Связь между РУ 220 кВ и РУ 110 кВ выполняется через автотрансформаторы типа АТДЦТН 63000/220/110/6 номинальной мощностью 63 МВА.

От ПС Сковородино получают питание тяговые подстанции «Уруш-тяга», «Ерофей Павлович-тяга», «БАМ-тяга», «Б. Омутная-тяга», указанные ПС объединены в кольцо и получают питание с двух сторон, так же от ПС «Ерофей Павлович-тяга» имеется связь с ПС Аичи-тяга и далее на ПС «Могочи» а так же отдельная ВЛ уходит на ПС «Могочи».

Распределительные устройства 220 кВ ПС «Уруша-тяга», «БАМ-тяга», «Б. Омутная-тяга» выполнены по схеме «мостик с выключателями в цепях трансформаторов», на ПС «Ерофей Павлович-тяга» данное РУ выполнено по схеме 12 «одна рабочая секционированная и обходная система шин».

На всех указанных тяговых подстанциях используются специальные трехобмоточные трансформаторы типа ТДТНЖ 40000/220/27,5/11 – трехфазные силовые трансформаторы с системой охлаждения в виде естественной циркуляции масла и принудительной циркуляции воздуха, с системой регулирования напряжения под нагрузкой посредством РПН, номинальной мощностью 40 МВА, предназначенных для использования в тяговых железнодорожных подстанциях.

Связь подстанций между собой осуществляется одно цепными линиями электропередачи номинальным напряжением соответственно 220 кВ, выполненных проводом марки АС 300/39 (сечением токопроводящей алюминиевой части 300 мм<sup>2</sup> и сечением несущей стальной части 39 мм<sup>2</sup>), протяженность ВЛ варьируется от 22,6 до 102,6 км.

## 2 ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ МОДЕРНИЗАЦИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ВЛ 220 КВ СКОВОРОДИНО-УРУША-ТЯГА-ЕРОФЕЙ ПАВЛОВИЧ-ТЯГА И ПС УРУША –ТЯГА.

Целесообразность модернизации как релейной защиты, автоматики так и тяговой подстанции диктуется как постоянным ростом нагрузки на железнодорожный транспорт, так и увеличивающимися требованиями по надежности и качеству электроснабжения. Модернизация подстанции позволит в значительной степени повысить надежность электроснабжения электрифицированного транспорта, снизить затраты на ремонт и эксплуатацию подстанционного оборудования, избежать ущерба от недоотпусков электрической энергии. Модернизация релейной защиты и автоматики участков ВЛ 220 кВ позволит так же повысить надежность электроснабжения, повысить чувствительность и быстродействие защит, избежать ложных отключений оборудования.

Данные мероприятия позволят так же избежать нештатных ситуаций и на смежных подстанциях таких как Ерофей Павлович – тяга, Сковородино.

### 3 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

#### 3.1 Расчет параметров схемы замещения прямой последовательности

Для расчета токов КЗ методом симметричных составляющих необходимо составить схемы замещения отдельных последовательностей всех элементов электрической сети: ЛЭП, трансформаторы (автотрансформаторы), токоограничивающие реакторы, генераторы, синхронные компенсаторы, нагрузка. Стоит отметить, что при расчетах токов КЗ следует учитывать влияние каждой комплексной нагрузки, если ток в месте КЗ от той нагрузки составляет не менее 5 % тока в месте КЗ, определенного без учета нагрузки.

В данном разделе будет составляется схема замещения прямой последовательности участка сети, с последующим расчетом значений сопротивлений. Данный расчет будет проводится для дальнейшего определения величины токов симметричного трехфазного короткого замыкания.

Схема замещения прямой последовательности представлена на рисунке 2.

Выполняем расчет параметров элементов схемы замещения прямой последовательности.

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Тында» по формуле:

$$S_{KЗ} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{KЗ}; \quad (1)$$

где  $S_{KЗ}$  – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ

$U_{CP}$  – среднее напряжение на стороне 220 кВ (кВ);

$I_{KЗ}$  – ток трехфазного короткого замыкания (кА);

$$S_{KЗ1} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13,8 = 5,51 \cdot 10^3 \text{ (МВА)}$$

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Ульручи-тяга» по формуле:

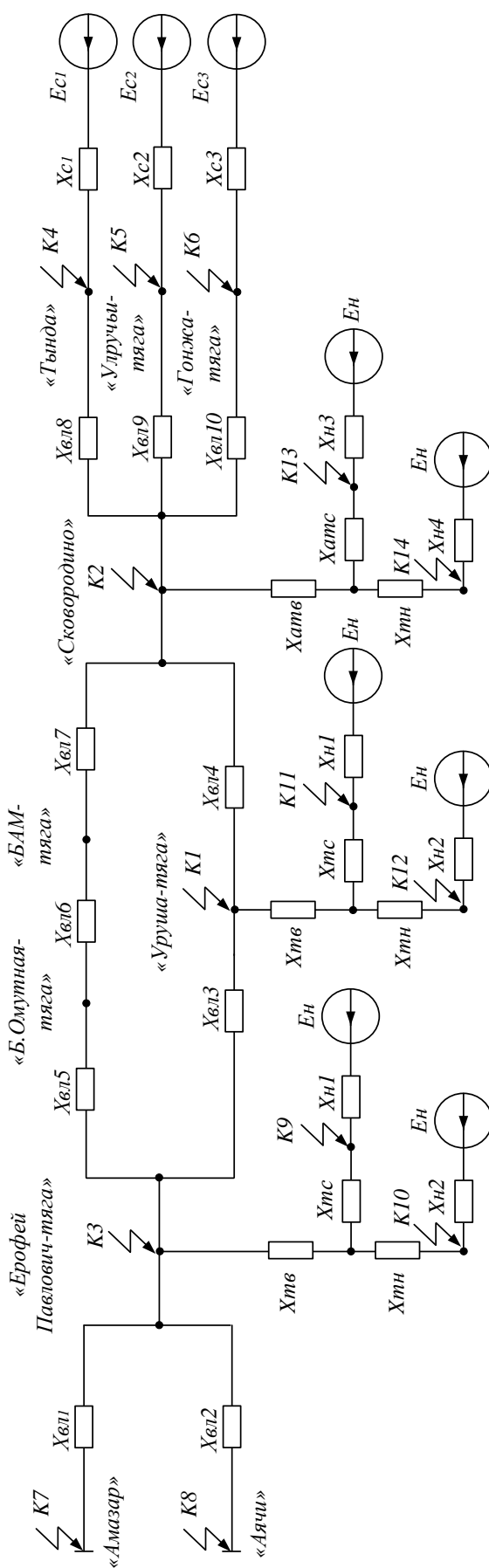


Рисунок 2 – Схема замещения прямой последовательности

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 11,3 = 4,51 \cdot 10^3 \text{ (МВА)}$$

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Гонжа- тяга» по формуле:

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 14,3 = 5,65 \cdot 10^3 \text{ (МВА)}$$

Расчет параметров схемы замещения проводим в относительных единицах потому предварительно задаемся базисной мощностью равной номинальной мощности трехобмоточных трансформаторов тяговых подстанций:

$$\text{Базисная мощность: } S_B = 40 \text{ (МВА)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 220 кВ «Тында»:

$$X_c = \frac{S_B}{S_{K3}}; \quad (2)$$

$$X_{c1} = \frac{40}{5,51 \cdot 10^3} = 0,007 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 220 кВ «Ульручи-тяги»:

$$X_{c2} = \frac{40}{4,51 \cdot 10^3} = 0,009 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 220 кВ «Гонжа- тяга»

$$X_{c3} = \frac{40}{5,56 \cdot 10^3} = 0,007 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ определяется как:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l \frac{S_B}{U_{CP}^2}; \quad (3)$$

где  $X_0$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

$l$  – длина ВЛ (км)



$U_{\text{CP}}$  – напряжение среднего ряда (кВ)

Сопротивление ВЛ «Амазар» - «Ерофей-Павлович-тяга»:

$$X_{\text{ВЛ}1} = 0,4 \cdot 26,3 \cdot \frac{40}{230^2} = 0,007 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ «Аячи» - «Ерофей-Павлович-тяга»:

$$X_{\text{ВЛ}2} = 0,4 \cdot 69,6 \cdot \frac{40}{230^2} = 0,02 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ «Уруша-тяга» - «Ерофей Павлович-тяга»:

$$X_{\text{ВЛ}3} = 0,4 \cdot 66,9 \cdot \frac{40}{230^2} = 0,02 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ «Сковородино» - «Уруша-тяга»:

$$X_{\text{ВЛ}4} = 0,4 \cdot 73,5 \cdot \frac{40}{230^2} = 0,022 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ «Ерофей Павлович-тяга» - «Б. Омутная-тяга»:

$$X_{\text{ВЛ}5} = 0,4 \cdot 24,9 \cdot \frac{40}{230^2} = 0,007 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ «БАМ-тяга» - «Б. Омутная-тяга»:

$$X_{\text{ВЛ}6} = 0,4 \cdot 102,6 \cdot \frac{40}{230^2} = 0,031 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ «Сковородино» - «БАМ-тяга»:

$$X_{\text{ВЛ}7} = 0,4 \cdot 22,6 \cdot \frac{40}{230^2} = 0,006 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ «Тында» - «Сковородино»:

$$X_{\text{ВЛ}8} = 0,5 \cdot 0,4 \cdot 155,2 \cdot \frac{40}{230^2} = 0,002 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ «Ульручи-тяга» - «Сковородино»:

$$X_{\text{ВЛ}9} = 0,4 \cdot 24,5 \cdot \frac{40}{230^2} = 0,006 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ «Гонжа-тяга» - «Сковородино»:

$$X_{\text{ВЛ}9} = 0,4 \cdot 45,2 \cdot \frac{40}{230^2} = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления трехобмоточных трансформаторов установленных на тяговых подстанциях, при условии равенства базисной мощности и номинальной мощности трансформаторов :

$$X_{\text{ТВ}} = 0,005 \cdot (u_{\text{К}\%/\text{ВС}} + u_{\text{К}\%/\text{ВН}} - u_{\text{К}\%/\text{СН}}); \quad (4)$$

$$X_{\text{ТС}} = 0,005 \cdot (u_{\text{К}\%/\text{ВС}} - u_{\text{К}\%/\text{ВН}} + u_{\text{К}\%/\text{СН}}); \quad (5)$$

$$X_{\text{ТН}} = 0,005 \cdot (-u_{\text{К}\%/\text{ВС}} + u_{\text{К}\%/\text{ВН}} + u_{\text{К}\%/\text{СН}}); \quad (6)$$

где  $u_{\text{К}\%}$ , – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

$$X_{\text{ТВ}} = 0,005 \cdot (12,2 + 22,0 - 9,5) = 0,124 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{\text{ТС}} = 0,005 \cdot (12,2 - 22,0 + 9,5) = 0 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{\text{ТН}} = 0,005 \cdot (-12,2 + 22,0 + 9,5) = 0,097 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется следующим образом (нагрузка принимается равной для всех тяговых подстанций на стороне НН 5 МВА, на стороне СН 23 МВА):

$$X_{\text{Н}} = 1,2 \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{Н}}}; \quad (7)$$

где  $S_{\text{Н}}$  – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{\text{Н1}} = 1,2 \cdot \frac{40}{23} = 2,087 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 1,2 \cdot \frac{40}{5} = 9,6 \text{ (о.е.)}$$

ЭДС энергосистемы и обобщенной нагрузки соответственно принимаются 1 и 0,85.

### **3.2 Расчет параметров схемы замещения обратной последовательности**

Расчет параметров схемы замещения обратной последовательности необходим для выполнения расчета токов несимметричных коротких замыканий, таких как двухфазное КЗ, двухфазное КЗ на землю. Поэтому в данном разделе определяем значения всех сопротивлений схемы обратной последовательности которая представлена на рисунке 3.

Схема замещения обратной последовательности отличается от прямой тем, что в ней отсутствуют ЭДС а значения сопротивлений некоторых элементов рассчитываются по иным формулам.

Сопротивление энергосистемы обратной последовательности со стороны шин 220 кВ «Тында»:

$$X_{2c} = X_c; \tag{8}$$

$$X_{2c1} = X_{c1} = 0,007 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление энергосистемы обратной последовательности со стороны шин 220 кВ «Ульручи-тяга»:

$$X_{2c2} = X_{c2} = 0,009 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление энергосистемы обратной последовательности со стороны шин 220 кВ «Гонжа- тяга»

$$X_{2c3} = X_{c3} = 0,007 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ обратной последовательности равны сопротивлениям прямой:

$$X_{2\text{ВЛ}} = X_{\text{ВЛ}};$$

(9)

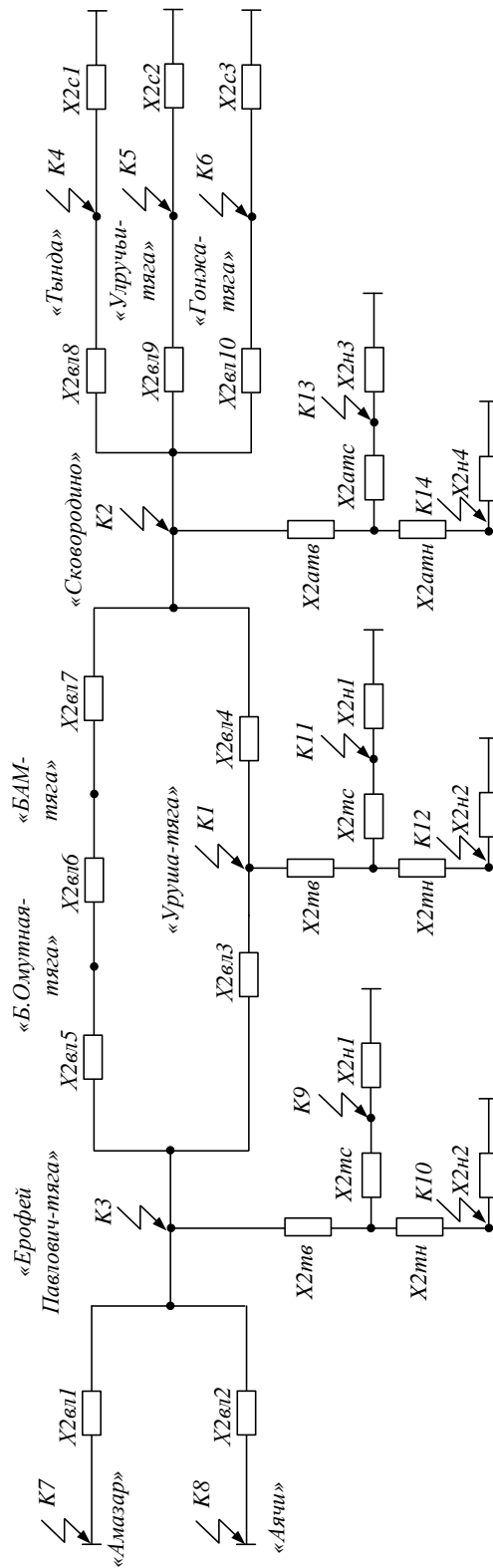


Рисунок 3 – Схема замещения обратной последовательности

Сопротивление обратной последовательности ВЛ «Амазар» - «Ерофей-Павлович-тяга»:

$$X_{2_{\text{ВЛ}1}} = X_{\text{ВЛ}1} = 0,007 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обратной последовательности ВЛ «Аячи» - «Ерофей-Павлович-тяга»:

$$X_{2_{\text{ВЛ}2}} = X_{\text{ВЛ}2} = 0,02 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обратной последовательности ВЛ «Уруша-тяга» - «Ерофей Павлович-тяга»:

$$X_{2_{\text{ВЛ}3}} = X_{\text{ВЛ}3} = 0,02 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обратной последовательности ВЛ «Сковородино» - «Уруша-тяга»:

$$X_{2_{\text{ВЛ}4}} = X_{\text{ВЛ}4} = 0,022 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обратной последовательности ВЛ «Ерофей Павлович-тяга» - «Б. Омутная-тяга»:

$$X_{2_{\text{ВЛ}5}} = X_{\text{ВЛ}5} = 0,007 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обратной последовательности ВЛ «БАМ-тяга» - «Б. Омутная-тяга»:

$$X_{2_{\text{ВЛ}6}} = X_{\text{ВЛ}6} = 0,031 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обратной последовательности ВЛ «Сковородино» - «БАМ-тяга»:

$$X_{2_{\text{ВЛ}7}} = X_{\text{ВЛ}7} = 0,006 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обратной последовательности ВЛ «Тында» - «Сковородино»:

$$X2_{ВЛ8} = X_{ВЛ8} = 0,002 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обратной последовательности ВЛ «Ульручи-тяга» - «Сковородино»:

$$X2_{ВЛ9} = X_{ВЛ9} = 0,006 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обратной последовательности ВЛ «Гонжа-тяга» - «Сковородино»:

$$X2_{ВЛ10} = X_{ВЛ10} = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивления сопротивления обратной последовательности трехобмоточных трансформаторов равны сопротивлению прямой:

$$X2_{ТВ} = X_{ТВ}; \quad (10)$$

$$X2_{ТС} = X_{ТС}; \quad (11)$$

$$X2_{ТН} = X_{ТН}; \quad (12)$$

$$X2_{ТВ} = 0,124 \text{ (о.е.)}$$

$$X2_{ТС} = 0 \text{ (о.е.)}$$

$$X2_{ТН} = 0,097 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обратной последовательности обобщенной нагрузки определяется следующим образом:

$$X2_{Н} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H}; \quad (13)$$

где  $S_H$  – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{2_{H1}} = 0,35 \cdot \frac{40}{23} = 0,61 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{2_{H2}} = 0,35 \cdot \frac{40}{5} = 2,8 \text{ (о.е.)}$$

### **3.3 Расчет параметров схемы замещения нулевой последовательности**

Расчет параметров схемы замещения нулевой последовательности необходим для расчета коротких замыканий на землю, в данном разделе проводим расчет значений всех элементов схемы замещения которая представлена на рисунке 4. В схеме так же отсутствуют ЭДС.

Сопротивление нулевой последовательности энергосистемы со стороны шин 220 кВ «Тында»:

$$X_{0c} = 0; \tag{14}$$

$$X_{0c1} = 0 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление нулевой последовательности энергосистемы со стороны шин 220 кВ «Ульручи-тяга»:

$$X_{0c2} = 0 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление нулевой последовательности энергосистемы со стороны шин 220 кВ «Гонжа-тяга»:

$$X_{0c3} = 0 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление нулевой последовательности для ВЛ определяется как:

$$X_{0_{ВЛ}} = 3 \cdot X_{ВЛ}; \tag{15}$$

Сопротивление нулевой последовательности ВЛ «Амазар» - «Ерофей-Павлович-тяга»:

$$X_{0_{ВЛ1}} = 3 \cdot X_{ВЛ1} = 0,021 \text{ (о.е.)}$$

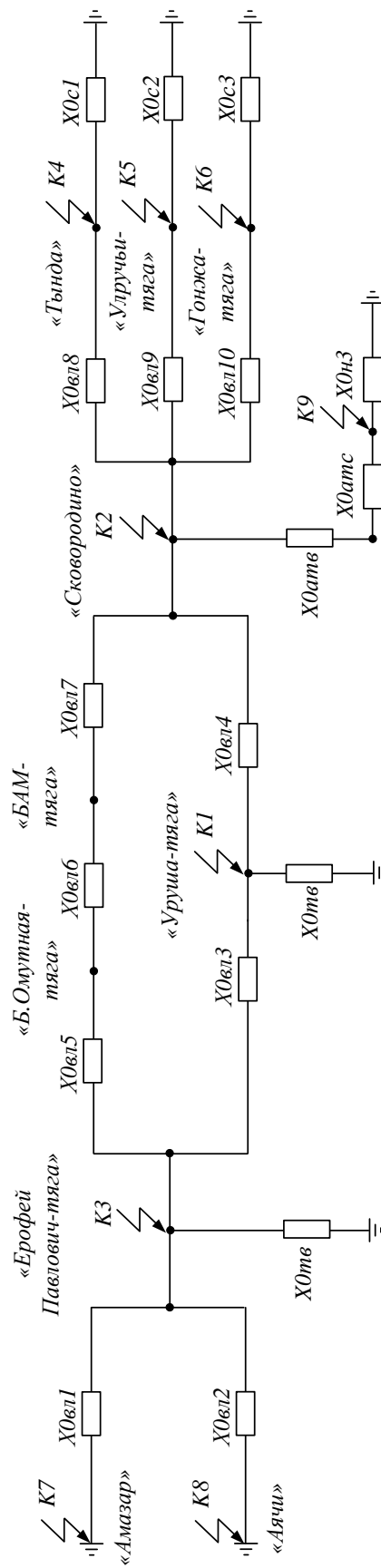


Рисунок 4 – Схема замещения нулевой последовательности



Сопротивление нулевой последовательности ВЛ «Аячи» - «Ерофей-Павлович-тяга»:

$$X_{0\text{ВЛ}2} = 3 \cdot X_{\text{ВЛ}2} = 0,06 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление нулевой последовательности ВЛ «Уруша-тяга» - «Ерофей Павлович-тяга»:

$$X_{0\text{ВЛ}3} = 3 \cdot X_{\text{ВЛ}3} = 0,06 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление нулевой последовательности ВЛ «Сковородино» - «Уруша-тяга»:

$$X_{0\text{ВЛ}4} = 3 \cdot X_{\text{ВЛ}4} = 0,066 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление нулевой последовательности ВЛ «Ерофей Павлович-тяга» - «Б. Омутная-тяга»:

$$X_{0\text{ВЛ}5} = 3 \cdot X_{\text{ВЛ}5} = 0,021 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление нулевой последовательности ВЛ «БАМ-тяга» - «Б. Омутная-тяга»:

$$X_{0\text{ВЛ}6} = 3 \cdot X_{\text{ВЛ}6} = 0,093 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление нулевой последовательности ВЛ «Сковородино» - «БАМ-тяга»:

$$X_{0\text{ВЛ}7} = 3 \cdot X_{\text{ВЛ}7} = 0,018 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление нулевой последовательности ВЛ «Тында» - «Сковородино»:

$$X_{0\text{ВЛ}8} = 3 \cdot X_{\text{ВЛ}8} = 0,006 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление нулевой последовательности ВЛ «Ульручи-тяга» - «Сковородино»:

$$X0_{ВЛ9} = 3 \cdot X_{ВЛ9} = 0,018 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление нулевой последовательности ВЛ «Гонжа-тяга» - «Сковородино»:

$$X0_{ВЛ10} = 3 \cdot X_{ВЛ10} = 0,03 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления нулевой последовательности трехобмоточных трансформаторов:

$$X0_{ТВ} = 0,85 \cdot X_{ТВ}; \quad (16)$$

$$X0_{ТС} = 0,85 \cdot X_{ТС}; \quad (17)$$

$$X0_{ТН} = 0,85 \cdot X_{ТН}; \quad (18)$$

где  $u_{к\%}$ , – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

$$X0_{ТВ} = 0,85 \cdot 0,124 = 0,105 \text{ (о.е.)}$$

$$X0_{ТС} = 0 \text{ (о.е.)}$$

$$X0_{ТН} = 0,85 \cdot 0,097 = 0,082 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление нулевой последовательности обобщенной нагрузки определяется следующим образом:

$$X0_{Н} = 0,15 \cdot \frac{S_B}{S_H};$$

$$X0_{Н1} = 0,15 \cdot \frac{40}{23} = 2,61 \text{ (о.е.)}$$

$$X0_{Н2} = 0,15 \cdot \frac{40}{5} = 1,2 \text{ (о.е.)}$$

## 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания, полученные данные используем при дальнейшем расчете уставок защит устанавливаемых на рассматриваемые ВЛ а так же для проверки оборудования которое будет устанавливаться на ПС «Уруша-тяга» в связи с реконструкцией.

### 4.1 Расчет симметричного короткого замыкания

Для примера проводим расчет тока трехфазного короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Уруша-тяга» (расчетная точка КЗ №1), для этого эквивалентуем схему до результирующего сопротивления и ЭДС, проводим расчет:

$$X1 = X_{ВЛ8} + X_{с1}; \quad (19)$$

$$X1 = 0,007 + 0,002 = 0,009 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{ВЛ9} + X_{с2}; \quad (20)$$

$$X2 = 0,006 + 0,009 = 0,015 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X_{ВЛ10} + X_{с3}; \quad (21)$$

$$X3 = 0,01 + 0,007 = 0,017 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = \frac{1}{\frac{1}{X1} + \frac{1}{X2} + \frac{1}{X3}}; \quad (22)$$

$$X4 = \frac{1}{\frac{1}{0,009} + \frac{1}{0,015} + \frac{1}{0,017}} = 0,004 \text{ (о.е.)}$$

$$X5 = \frac{1}{\frac{1}{X_{ВЛ4}} + \frac{1}{X_{ВЛ3} + X_{ВЛ5} + X_{ВЛ6} + X_{ВЛ7}}}; \quad (23)$$

$$X5 = \frac{1}{\frac{1}{0,022} + \frac{1}{0,02 + 0,007 + 0,031 + 0,006}} = 0,016 \text{ (о.е.)}$$

$$X6 = X4 + X5; \quad (24)$$

$$X6 = 0,004 + 0,016 = 0,02 \text{ (о.е.)}$$

$$X7 = X_{\text{TH}} + X_{\text{H2}}; \quad (25)$$

$$X7 = 0,097 + 9,6 = 9,7 \text{ (о.е.)}$$

$$X8 = \frac{X7 \cdot X_{\text{H1}}}{X7 + X_{\text{H1}}} + X_{\text{TB}}; \quad (26)$$

$$X8 = \frac{9,7 \cdot 2,087}{9,7 + 2,087} + 0,124 = 1,84 \text{ (о.е.)}$$

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности:

$$X_{\text{Э}} = \frac{X8 \cdot X6}{X8 + X6}; \quad (27)$$

$$X_{\text{Э}} = \frac{1,84 \cdot 0,02}{1,84 + 0,02} = 0,019 \text{ (о.е.)}$$

Эквивалентная ЭДС прямой последовательности:

$$E_{\text{Э}} = \frac{X9 \cdot E_{\text{с}} + X6 \cdot E_{\text{H}}}{X9 + X6}; \quad (28)$$

$$E_{\text{Э}} = \frac{1,84 \cdot 1 + 0,019 \cdot 0,85}{1,84 + 0,019} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Базисный ток на стороне 220 кВ рассчитываем по формуле:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}; \quad (29)$$

где  $U_6$  – базисное напряжение из среднего ряда напряжений;

$$I_{6220} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,1 \text{ (кА)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке №1:

$$I_{по} = \frac{E_э}{X_э} \cdot I_6 = \frac{0,98}{0,019} \cdot 0,1 = 5,44 \text{ (кА)} \quad (30)$$

Аналогично проводится расчет периодической составляющей трехфазного тока КЗ во всех остальных точках результаты сводим в таблицу 2:

Таблица 2 – Данные о токах симметричного КЗ

Расчетная точка	Ток КЗ	Расчетная точка	Ток КЗ	Расчетная точка	Ток КЗ
1	5,44	6	9,64	11	16,29
2	16,4	7	3,76	12	39,73
3	4,72	8	2,81	13	
4	9,01	9	7,25	14	21,34
5	11,53	10	37,96	-	-

Расчет так же приведен в приложении А

#### 4.2 Расчет несимметричного короткого замыкания

Для примера проводим расчет эквивалентного сопротивления обратной последовательности для расчетной точки КЗ №1:

$$X1_2 = X2_{вл}8 + X2с1; \quad (31)$$

$$X1_2 = 0,007 + 0,002 = 0,009 \text{ (о.е.)}$$

$$X2_2 = X2_{вл}9 + X2с2; \quad (32)$$

$$X2_2 = 0,006 + 0,009 = 0,015 \text{ (о.е.)}$$

$$X3_2 = X2_{вл}10 + X2с3; \quad (33)$$

$$X3_2 = 0,01 + 0,007 = 0,017 \text{ (о.е.)}$$

$$X4_2 = \frac{1}{\frac{1}{X1_2} + \frac{1}{X2_2} + \frac{1}{X3_2}}; \quad (34)$$

$$X4_2 = \frac{1}{\frac{1}{0,009} + \frac{1}{0,015} + \frac{1}{0,017}} = 0,004 \text{ (о.е.)}$$

$$X5_2 = \frac{1}{\frac{1}{X2_{\text{ВЛ}4}} + \frac{1}{X2_{\text{ВЛ}3} + X2_{\text{ВЛ}5} + X2_{\text{ВЛ}6} + X2_{\text{ВЛ}7}}}; \quad (35)$$

$$X5_2 = \frac{1}{\frac{1}{0,022} + \frac{1}{0,02 + 0,007 + 0,031 + 0,006}} = 0,016 \text{ (о.е.)}$$

$$X6_2 = X4_2 + X5_2; \quad (36)$$

$$X6_2 = 0,004 + 0,016 = 0,02 \text{ (о.е.)}$$

$$X7_2 = X2_{\text{ТН}} + X2_{\text{Н2}}; \quad (37)$$

$$X7_2 = 0,097 + 2,8 = 2,9 \text{ (о.е.)}$$

$$X8_2 = \frac{X7_2 \cdot X2_{\text{Н1}}}{X7_2 + X2_{\text{Н1}}} + X2_{\text{ТВ}}; \quad (38)$$

$$X8_2 = \frac{2,9 \cdot 0,61}{2,9 + 0,61} + 0,124 = 0,52 \text{ (о.е.)}$$

Эквивалентное сопротивление обратной последовательности:

$$X_{\text{Э}2} = \frac{X8_2 \cdot X6_2}{X8_2 + X6_2}; \quad (39)$$

$$X_{\text{Э}2} = \frac{0,52 \cdot 0,02}{0,52 + 0,02} = 0,018 \text{ (о.е.)}$$

Для примера далее проводим расчет эквивалентного сопротивления нулевой последовательности для расчетной точки КЗ №1:

$$X1_0 = X0_{\text{ВЛ}8} + X0_{\text{с1}}; \quad (40)$$

$$X1_0 = 0,006 \text{ (о.е.)}$$

$$X2_0 = X0_{\text{БЛ}9} + X0_{\text{с}2}; \quad (41)$$

$$X2_0 = 0,018 \text{ (о.е.)}$$

$$X3_0 = X0_{\text{БЛ}10} + X0_{\text{с}0}; \quad (42)$$

$$X3_2 = 0,03 \text{ (о.е.)}$$

$$X4_0 = \frac{1}{\frac{1}{X1_0} + \frac{1}{X2_0} + \frac{1}{X3_0}}; \quad (43)$$

$$X4_0 = \frac{1}{\frac{1}{0,006} + \frac{1}{0,018} + \frac{1}{0,03}} = 0,004 \text{ (о.е.)}$$

$$X5_0 = \frac{1}{\frac{1}{X0_{\text{БЛ}4}} + \frac{1}{X0_{\text{БЛ}3} + X0_{\text{БЛ}5} + X0_{\text{БЛ}6} + X0_{\text{БЛ}7}}}; \quad (44)$$

$$X5_0 = \frac{1}{\frac{1}{0,066} + \frac{1}{0,06 + 0,021 + 0,093 + 0,018}} = 0,048 \text{ (о.е.)}$$

$$X6_0 = X4_0 + X5_0; \quad (45)$$

$$X6_0 = 0,004 + 0,048 = 0,052 \text{ (о.е.)}$$

$$X7_0 = X0_{\text{ТН}} + X0_{\text{Н}2}; \quad (46)$$

$$X7_0 = 0,082 + 1,2 = 1,28 \text{ (о.е.)}$$

$$X8_0 = \frac{X7_0 \cdot X0_{\text{Н}1}}{X7_0 + X0_{\text{Н}1}} + X0_{\text{ТВ}}; \quad (47)$$

$$X8_2 = \frac{1,28 \cdot 2,61}{1,28 + 2,61} + 0,105 = 0,96 \text{ (о.е.)}$$

Эквивалентное сопротивление прямой последовательности:

$$X_{\text{Э}0} = \frac{X_{8_0} \cdot X_{6_0}}{X_{8_0} + X_{6_0}}; \quad (48)$$

$$X_{\text{Э}0} = \frac{0,96 \cdot 0,052}{0,96 + 0,052} = 0,005 \text{ (о.е.)}$$

Определяем начальное значение двухфазного тока КЗ в расчетной точке №1:

$$I_{\text{по}(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{\text{Э}}}{X_{\text{Э}} + X_{\text{Э}2}} \cdot I_{\text{Г}}; \quad (49)$$

$$I_{\text{по}(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,98}{0,019 + 0,018} \cdot 0,1 = 4,59 \text{ (кА)} \quad (50)$$

Аналогично проводится расчет двухфазного тока КЗ во всех остальных точках результаты сводим в таблицу 3:

Таблица 3 – Данные о токах двухфазного КЗ

Расчетная точка	Ток КЗ (кА)	Расчетная точка	Ток КЗ (кА)	Расчетная точка	Ток КЗ (кА)
1	4,68	6	8,29	11	14,01
2	14,10	7	3,23	12	34,17
3	4,06	8	2,42	13	6,24
4	7,75	9	13,06	14	18,35
5	9,92	10	32,65	-	-

Определяем начальное значение однофазного тока КЗ в расчетной точке №1:

$$I_{\text{по}(1)} = \frac{3 \cdot E_{\text{Э}}}{X_{\text{Э}} + (X_{\text{Э}2} + X_{\text{Э}0})} \cdot I_{\text{Г}}; \quad (51)$$

$$I_{\text{по}(1)} = \frac{3 \cdot 0,98}{0,019 + (0,018 + 0,005)} \cdot 0,1 = 7,38 \text{ (кА)}$$



Аналогично проводится расчет двухфазного тока КЗ во всех остальных точках результаты сводим в таблицу 4:

Таблица 4 – Данные о токах однофазного КЗ

Расчетная точка	Ток КЗ	Расчетная точка	Ток КЗ
1	7,51	6	13,30
2	22,63	7	5,19
3	6,51	8	3,88
4	12,43	9	16,53
5	13,39		

#### 4.3 Расчет составляющих тока короткого замыкания в РУ 220 кВ ПС «Уруша-тяга»

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$I_A = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{Ta}} ; \quad (52)$$

где  $T_{OB}$  – время отключения выключателя с учетом минимального времени работы защиты, в данном случае принимается 0,06 сек.

$Ta$  – постоянная времени.

В данном случае постоянная времени принимается согласно справочным данным (0,03).

$$I_A = \sqrt{2} \cdot 5,44 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 1,04 \text{ (кА)}$$

Ударный ток КЗ:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right); \quad (53)$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,44 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 13,21 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса:

$$B_K = I_{no}^2 \cdot (T_{OB} + T_a); \quad (54)$$

где  $T_{OB}$  – время отключения выключателя с учетом максимального времени работы защиты.

$$B_K = 5,44^2 \cdot (2 + 0,03) = 59,18 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

## 5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПС «УРУША-ТЯГА»

В данном разделе рассматривается выбор основного силового и измерительного оборудования устанавливаемого на РУ 220 кВ ПС «Уруша-тяга», в связи с реконструкцией и модернизацией.

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции. Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах во всех РУ. В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, нелинейные ограничители перенапряжений.

Определяем максимальные рабочий ток РУ 220 кВ ПС «Уруша-тяга» по максимальной мощности нагрузки:

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (55)$$

где  $S_M$  – максимальная мощность нагрузки для ПС «Уруша-тяга» с учетом транзита мощности (МВА).

$$I_M = \frac{\sqrt{72,5^2 + 36,07^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 213,0 \text{ (А)}$$

### 5.1 Выбор выключателей 220 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}; \quad (56)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M; \quad (57)$$

Термическая стойкость:

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K; \quad (58)$$

где  $I_{\text{ТЕР}}$  - ток термической стойкости;

$t_{\text{ТЕР}}$  - время термической стойкости,

$B_K$  - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость:

$$i_{\text{ПРСКВ}} = i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}; \quad (59)$$

где  $i_{\text{ПРСКВ}}$  - предельный сквозной ток выключателя;

$i_{\text{ДИН}}$  - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение  $B_K$  можно определено для каждой точки КЗ в предыдущем разделе.

Принимаем к расчету выключатель типа ВГБ-220I - 40/2000 У1.

Сравнение параметров принятого выключателя с расчетными данными представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ (кВ)	220	220	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
Номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ (А)	2000	213,0	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{м}}$
Номинальный ток отключения $I_{\text{ОТК}}$ (кА)	40	5,44	$I_{\text{ОТК}} \geq I_{\text{ПО}}$
Номинальный ток включения $I_{\text{ВКЛ}}$ (кА)	40	5,44	$I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{ПО}}$
Наибольший пик тока включения $i_{\text{ВКЛ}}$ (кА)	102	13,24	$i_{\text{ВКЛ}} \geq i_{\text{УД}}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $i_{\text{АН}}$ (кА)	18	1,04	$i_{\text{АН}} \geq i_{\text{А}}$
Предельный сквозной ток $i_{\text{ПРСКВ}}$ (кА)	102	13,21	$i_{\text{ПРСКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$	4800	59,18	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K$

(кА <sup>2</sup> с)			
---------------------	--	--	--

Выключатель проходит по всем параметрам.

### 5.2 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой.

Выбор разъединителей 220 кВ.

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РДЗ-220/1000 ХЛ1 (разъединитель двух колонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор и проверка разъединителей 220 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	220	220	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	213,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	80	13,21	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	2790,75	59,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

### 5.3 Выбор системы связи.

В данной работе в качестве системы связи принимаем передачу сигналов и команд на управление коммутационными аппаратами по средствам оптоволоконной линии связи. По данному каналу связи так же будет организована передача информации телемеханики

### 5.4 Выбор трансформаторов тока.

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

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_K; \quad (60)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_K = 0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F}; \quad (61)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 220 кВ подстанции принимается - 100 м.

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (220 кВ):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2 = 5$  А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 230. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)	Количество
Амперметр	Э-350	0,5	1
Ваттметр	Д-335	0,5	1
Варметр	Д-335	0,5	1
Счетчик АЭ	Ртутный 230	0,12	1
Счетчик РЭ			

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 220  $S_{ПР} = 1,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПР}}{I^2} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,220} = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K = 0,06 + 0,71 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

Сравнение параметров встроенного в выключатель трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка выбранного ТТ 220 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	220	220	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	300	213,0	$I_{НОМ} \geq I_m$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	126	13,21	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	13872	59,18	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Нагрузка $Z_2$ ном (Ом) в классе точности 0,5	20	0,87	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

## 5.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2НОМ} \geq S_2; \quad (62)$$

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

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 220 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Частотомер	Н-397	2	7
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			46

Принимаем на стороне 220 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-220 УХЛ1

Таблица 10 – Проверка выбранного ТН 220 кВ

Номинальные параметры ТН	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
--------------------------	------------------	---------------------------



Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	46 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$
--	--------	-------	---------------------

Данный тип трансформатора оставляем.

### 5.6 Выбор гибкой ошиновки.

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 220 кВ ПС «Уруша-тяга».

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 236,0 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 240/32 с максимально допустимым током 690 А расположение фаз горизонтальное.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на схлестывание не требуется.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (63)$$

где  $m$  - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

$r_0$  - радиус провода 1,18 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,18}} \right) = 31,69 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}; \quad (64)$$

где  $U$  – линейное напряжение на проводе (принимаям 230 кВ);

$D_{cp}$  - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 800 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 230}{1,18 \cdot \lg \frac{800}{1,18}} = 19,9 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9E_0$ . Таким образом, условие образования короны:

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

$$21,29 \leq 28,52$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условию выбора.

## 5.7 Выбор ОПН

Данные устройства предназначены для ограничения перенапряжений в электроустановках связанных с грозовой деятельностью. Основное назначение данных устройств не допустить повышение напряжения на защищаемых устройствах выше предельного значения. Первоначально принимаем на напряжении 220 кВ ОПН У/TEL 220/154.

Наибольшее рабочее линейное напряжения на шинах 220 ПС составляет 253 кВ.

Рассчитываем фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{нрф} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}}; \quad (65)$$

$$U_{нрф} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}} = \frac{253}{\sqrt{3}} = 147,09 \text{ (кВ)}$$

Энергия поглощаемая ограничителем определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z_{в}} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T; \quad (66)$$

где  $U$  - величина неограниченных перенапряжений на линии электропередачи;

$U_{ост}$  - остаточное напряжение на ОПН;

$Z_{в}$  - волновое сопротивление линии Ом;

$t$  - время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0}; \quad (67)$$

$$U = \frac{750}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 750} = 517,0 \text{ (кВ)}$$

где  $U_0$  - напряжение волны перенапряжений в месте удара молнии;

$k$  - коэффициент полярности;

$L$  - длина защитного подхода принимаем равной 3 (км).

Время распространения волны рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{L \cdot 10^6}{\beta \cdot c}; \quad (68)$$

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 11 \text{ (мкс)}$$

где  $\beta$  - коэффициент затухания волны в фазном проводе;

$c$  - скорость распространения электромагнитной волны в вакууме (км/сек).

Остающееся напряжение на выбранном ОПН при импульсе тока 10 кА, 8/20 мкс равно 492 кВ.

Тогда величина поглощаемой ОПН энергии:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{517 - 492}{415} \right) \cdot 492 \cdot 2 \cdot 11 = 365 \text{ (кДж)}.$$

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 11

Таблица 11 – Выбор и проверка ОПН 220 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
$U_{нр}$ (кВ)	154	147,09	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$
Поглощаемая энергия (кДж)	400	365	$\mathcal{E}_{пасп} \geq \mathcal{E}$

ОПН 220 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

## 6 РАСЧЕТ УСТАВОК ЗАЩИТ ВЛ 220 КВ

Шкаф серии ШЭ2704 011021 содержит два комплекта релейной защиты. В состав каждого комплекта входит микропроцессорный терминал типа БЭ2704 и дополнительная аппаратура (реле, переключатели, лампы, клеммные зажимы и др.), установленные и смонтированные между собой в выделенном объеме шкафа. Аппаратная и программная части терминала реализуют основные (релейной защита и автоматика) и дополнительные функции (самодиагностика, регистрация событий и аварийное осциллографирование, определение места повреждения, связь по информационным каналам с системами АСУ верхнего уровня и др.). С помощью дополнительной аппаратуры осуществляется управление работой комплекта защит и его взаимодействие с внешними устройствами. Ввиду большого многообразия вариантов применения, резервные защиты линий электропередачи напряжением 110-220 кВ могут быть реализованы в виде самостоятельного комплекта или в составе совмещенного комплекта защит и автоматики управления выключателем (АУВ) линии.

### **6.1. Дистанционная защита от междуфазных повреждений**

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных коротких замыканий. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивления сети, т.е. являются минимальными. Основными преимуществами дистанционных защит реализованных на микропроцессорных терминалах резервных защит ШЭ 2607011021 являются независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени, все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем, все КЗ в пределах

II зоны – с большим временем, КЗ в пределах последней, III зоны, отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II ступеней) и пусковыми органами (реле III ступени).

Реле сопротивления являются измерительными органами дистанционной защиты. Наиболее наглядно уставки РС всех ступеней ДЗ могут быть представлены с использованием характеристик РС в комплексной плоскости сопротивлений

Характеристики РС строятся на основе базовой характеристики, которая представляет собой центральный параллелограмм с горизонтальными верхней и нижней сторонами и боковыми сторонами, имеющими наклон вправо с углом, равным углу линии  $\phi_L$ .

Произведём расчёт уставок ДЗ для линии «ПС Ерофей Павлович-тяга – ПС Уруша-тяга» для комплекта ступенчатых защит, установленного на ПС Уруша-тяга.

Выбор уставок реле сопротивления по оси X

Для характеристик РС I ступени от однофазных и междуфазных КЗ, зоны работы которых не выходят за пределы защищаемой линии, угол между током и напряжением при металлическом КЗ на линии (так называемый "угол максимальной чувствительности") равен углу линии  $\phi_L$  и определяется параметрами линии:

$$\phi_L = \arctg\left(\frac{X_L}{R_L}\right); \quad (69)$$

где  $X_L$  – удельное индуктивное сопротивление линии,  $X_L = 0.424$  Ом/км;

$R_L$  – удельное активное сопротивление линии,  $R_L = 0.096$  Ом/км;

$$\phi_L = \arctg\left(\frac{0.424}{0.096}\right) = 77.24^\circ$$

Для первой ступени ДЗ от междуфазных КЗ уставка РС по оси X в простом случае рассчитывается по формуле:

$$X_1 = 0.85 \cdot X_l \cdot l; \quad (70)$$

где  $l$  – длина линии «ПС Сквородино – ПС Уруша-тяга »,  $l = 73,5$  км.

$$X_1 = 0.85 \cdot 0.424 \cdot 73,5 = 26,489 \text{ Ом}$$

Уставка  $X_{I(3)}$  первой ступени ДЗ от КЗ на землю рассчитывается аналогично. В простом случае, когда первая ступень ДЗ от КЗ на землю используется для защиты одиночной воздушной линии без отпаек сопротивление  $X_{I(3)}$  равно сопротивлению  $X_I$ :

$$X_{I(3)} = X_I; \quad (71)$$

Расчёт уставок РС второй и следующих ступеней ДЗ от междуфазных КЗ проводится на основе расчёта токов и напряжений при КЗ в различных точках сети.

$$X_2 = 0.85 \cdot (X_l \cdot l + 0.85 \cdot X_{л.ас.300} \cdot l_{см.уч}); \quad (72)$$

где  $l_{см.уч}$  – длина линии смежного участка,  $l_{см.уч} = 26.9$  км;

$X_{л.ас.120}$  – удельное индуктивное сопротивление линии выполненной проводом АС 120,  $X_{л.ас.120} = 0.424$  Ом/км;

$$X_2 = 0.85 \cdot (0.424 \cdot 66,9 + 0.85 \cdot 0.424 \cdot 26,9) = 32,351$$

Значение уставки аналогично должно отстраиваться от КЗ на шинах среднего напряжения противоположной подстанции:

$$X_2 = 0.85 \cdot X_l \cdot l + X_{m1}; \quad (73)$$

где  $X_{m1}$  – сопротивление трансформаторов на ПС Ерофей Павлович,

$$X_{m1} = 71 \text{ Ом.}$$

$$X_2 = 0.85 \cdot 0.424 \cdot 66,9 + 71 = 95,111 \text{ Ом}$$

Выбираем большее значение из двух расчётных.

Уставка РС Z III СР третьей ступени рассчитывается по тем же условиям, что и уставка РС второй ступени, но отстраивается от максимального тока нагрузки линии:

$$X_3 = 0.95 \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 1.05 \cdot I_{ном.раб}}$$

$$X_3 = \frac{0.95 \cdot 220000}{\sqrt{3} \cdot 1.05 \cdot 600} = 191,54 \text{ Ом}$$

Выбор уставок реле сопротивления по оси R

Правая часть области срабатывания РС предназначена для обеспечения срабатывания РС при КЗ через переходное сопротивление  $R_{пер}$  в месте КЗ.

Для междуфазных РС при междуфазных КЗ и междуфазных КЗ на землю для линий с односторонним и двусторонним питанием  $R_{пер}$  определяется сопротивлением электрической дуги и равно:

$$R_{пер} = 0.5 \cdot \frac{U_{\delta}}{I_{1.min}}; \quad (74)$$

где  $U_{\delta}$  – напряжение электрической дуги,  $U_{\delta} = 1050 \text{ В/м}$ ;

$I_{1.min}$  – ток КЗ в месте установки защиты (на ПС Уруша-тяга) при минимальном режиме сети.

$$I_{1.min} = 4,68 \text{ кА}$$

$$R_{пер} = 0.5 \cdot \frac{1050}{4,68} = 56,18 \text{ Ом}$$



Уставки срабатывания  $R_N$  по оси R характеристик срабатывания междуфазных РС всех ступеней определяются формулой:

$$R_1 = k_{зан} \cdot R_{пер}; \quad (75)$$

где  $k_{зан}$  – коэффициент запаса,  $k_{зан} = 0.9$ ;

$R_{пер}$  – переходное сопротивление в месте КЗ.

$$R_1 = 0,9 \cdot 56,18 = 50,56 \text{ Ом}$$

Производим расчёт для второй ступени:

$$R_{пер2} = 0,5 \frac{1050}{4,68} = 56,18$$

$$R_1 = 0,9 \cdot 56,18 = 50,56$$

Переходное сопротивление  $R_{ПЕР}$  при однофазных КЗ на землю определяется суммой сопротивления дуги и сопротивления опоры и её заземлителя  $R_{ОП}$ . Поскольку сопротивление дуги обратно пропорционально току через дугу, а сопротивление опоры и её заземлителя – прямо пропорционально, то  $R_{ПЕР}$  следует рассчитать при минимальном и максимальном токе КЗ.

В минимальном режиме ток подпитки КЗ с противоположной стороны линии не учитывается, и  $R_{ПЕР}$  рассчитывается по формуле:

$$R_{пер} = (U_D + R_{ОП} \cdot I_1) / I_1(1 + K_R); \quad (76)$$

где  $U_D$  – напряжение дуги;

$R_{ОП}$  – сопротивление опоры и её заземлителя,  $R_{ОП} = 0.35 \text{ Ом}$ ;

$K_R$  – Коэффициент компенсации тока  $I_0$ ,  $K_R = 1.5$ .

$$R_{пер} = (1050 + 0,35 \cdot 5,44) / 5,44 \cdot (1 + 1,5) = 77,346 \text{ Ом}$$

В максимальном режиме учитывается ток  $I_{II}$  подпитки КЗ со стороны ПС Ерофей Павлович-тяга . Он складывается с током через защиту арифметически, что соответствует КЗ на линии из режима холостого хода (без нагрузки по линии), и  $R_{ПЕР}$  рассчитывается следующим образом:

$$R_{пер} = (U_{д} + R_{ОП} \cdot (I_1 + I_{11}) / I_1(1 + K_R); \quad (77)$$

$$R_{пер} = (1050 + 0,35 \cdot (5,44 + 4,72) / 5,44 \cdot (1 + 1,5) = 77,47 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление первой ступени при КЗ на землю высчитываем по формуле:

$$R_{1(3)} = 0,9 \cdot 77,47 = 69,72 \text{ Ом}$$

Выбор уставок по углам наклона характеристик срабатывания РС.

При передаче нагрузки по линии с двусторонним питанием в предаварийном режиме напряжения по концам линии расходятся по фазе, и падение напряжения от суммарного тока на активном переходном сопротивлении в месте КЗ отклоняется от направления вектора тока в месте установки защиты, при отсутствии двухстороннего питания угол  $\varphi_2=0$ .

Угол  $\varphi_4$  наклона верхней правой части характеристики реле сопротивления используется только для первых ступеней дистанционной защиты. Он, в отличие от угла  $\varphi_2$  , ограничивает зону срабатывания РС и необходим для отстройки от КЗ в начале предыдущей линии с учётом угла поворота переходного сопротивления. Для шкафов серии ШЭ2607 угол наклона верхней правой части характеристики реле сопротивления от однофазных КЗ  $\varphi_{4(лз)}$  задаётся равным  $4^\circ$ , что удовлетворяет большинству расчётных режимов.

Выбор уставок по оси R и углу выреза для отстройки от нагрузочного режима

Отстройка от нагрузочного режима реле сопротивления дистанционной защиты линий выполняется исключением из характеристик

срабатывания реле всех ступеней области, соответствующей максимальным нагрузочным режимам, и определяемой двумя уставками:  $R_{\text{НАГР}}$  и  $\phi_{\text{НАГР}}$ .

Уставка  $R_{\text{НАГР}}$  определяется на основе расчёта минимального сопротивления  $Z_{\text{НАГР}}$  в режиме с максимальными аварийными перетоками мощности по линии:

$$R_{\text{нагр}} = K_{\text{отс}} (U_{\text{нагр.min}} / \sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр.max}}) \cdot \cos \phi_{\text{нагр}};$$

где  $U_{\text{нагр.min}}$  – минимально допустимое рабочее междуфазное напряжение сети в месте установки защиты,  $U_{\text{нагр.min}} = 0.9U_{\text{ном}}$  кВ;

$I_{\text{нагр.max}}$  – максимальный ток нагрузки линии,  $I_{\text{нагр.max}} = 1.5 \cdot I_{\text{раб}}$  кА;

$\cos \phi_{\text{нагр}}$  – угол нагрузки в расчётном режиме;

$K_{\text{отс}}$  – Коэффициент отстройки,  $K_{\text{отс}} = 0.8$ .

$$R_{\text{нагр}} = 0.8(198 / \sqrt{3} \cdot 0.6) \cdot 0.221 = 33,66 \text{ Ом}$$

В системе на линиях с двухсторонним питанием коэффициент  $q$ , описывающий угол нагрузки принимается равным 1.4.

Угол  $\phi_{\text{НАГР}}$  определяется как угол наклона касательной к годографу  $Z$  при  $|E_1|/|E_2|=q$ , проведенной из начала координат:

$$\phi_{\text{нагр}} = \arccos(2q / (1 + q^2)) = 20^\circ$$

Уставки органа, определяющего вид повреждения

При междуфазных КЗ на землю предпочтение отдаётся РС, включённым на междуфазные величины.

При однофазных КЗ на землю разрешается действия фазного РС I ступени от КЗ на землю, для чего предусмотрены быстродействующие пусковые органы: реле напряжения нулевой последовательности (РННП) и реле тока нулевой последовательности (РТНП) с торможением от модуля первой гармоники фазного тока  $I_{\text{ТФ}}$ , значение которого является средним из значений фазных токов.

Для ограничения области фиксации однофазных КЗ с помощью РТНП используется блокирующее реле максимального тока (БТ), включённое также на среднее из значений фазных токов. Значение уставки РННП  $3U_{(0)CP}$  соответствует значению напряжения нулевой последовательности на обмотке "разомкнутого треугольника" ТН с учётом отношения коэффициентов трансформации обмоток "звезды" и "разомкнутого треугольника" ТН.

Напряжение  $3U_{(0)CP}$  выбирается по условию отстройки от напряжения небаланса ФННП и напряжения, обусловленного несимметрией в нормальном нагрузочном режиме, по формуле:

$$3U_{(0)CP} = k_{омс} (U_{0НБ} + 3U_{0Н.Р}) / k_е; \quad (78)$$

где  $k_{омс}$  – коэффициент отстройки,  $k_{омс} = 1.25$  ;

$U_{0НБ}$  – напряжение небаланса нулевой последовательности в симметричном нагрузочном режиме (учитывающее погрешности ТН, фильтра напряжения нулевой последовательности, отклонение частоты),  $U_{0НБ} = 2$  В;

$k_е$  – коэффициент возврата РННП,  $k_е = 0.9$ .

$$3U_{(0)CP} = 1.25(2 + 15) / 0.9 = 21,75 \text{ В}$$

При выборе характеристики срабатывания органа РТНП, реагирующего на ток нулевой последовательности ( $3I_0$ ), используется зависимость тока небаланса в нулевом проводе защиты от величины тока для типовых трансформаторов тока при двухфазных КЗ  $I_{НБ} = f(I)$  с коэффициентом отстройки 1,5. Использование в РТНП среднего из значений трёх фазных токов в качестве тормозной величины позволяет иметь сильное торможение при двухфазных КЗ на землю, когда тормозной ток равен одному из токов повреждённых фаз, и слабое торможение - при однофазных КЗ, когда тормозной ток равен одному из токов неповреждённых фаз.

$$3I_{(0)CP} = k_{отс} (I_{0НБ} + 3I_{0Н.Р}) / k_{\epsilon}; \quad (79)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки,  $k_{отс} = 1.25$  ;

$I_{0НБ}$  – ток небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока (в пересчёте на вторичный) в рассматриваемом режиме,  $I_{0НБ} = 1$  А;

$k_{\epsilon}$  – коэффициент возврата РТНП,  $k_{\epsilon} = 0.8$  .

$$3I_{(0)CP} = 1.25(1 + 0.6) / 0.8 = 2.5 \text{ А}$$

Реле максимального тока блокировки торможения предназначено для ограничения области фиксации однофазных КЗ с помощью РТНП и РННП. Реле БТ реагирует на величину одного из фазных токов, значение которого является средним между максимальным и минимальным значениями токов остальных двух фаз.

Ток срабатывания  $I_{БТ}$  реле БТ выбирается по условию отстройки от максимального рабочего тока в месте установки защиты с учётом самозапуска двигателей потребителей, в частности, при успешном АПВ и АВР:

$$I_{БТ} = k_H \cdot k_{самоз} \cdot I_{раб.мах} / k_{\epsilon}; \quad (80)$$

где  $k_H$  – коэффициент надёжности,  $k_{отс} = 1.25$ ;

$k_{самоз}$  – коэффициент самозапуска,  $k_{самоз} = 1.7$ ;

$I_{раб.мах}$  – максимальное значение рабочего тока в месте установки защиты;

$k_{\epsilon}$  – коэффициент возврата БТ,  $k_{\epsilon} = 0.9$  .

$$I_{БТ} = 1.25 \cdot 1.7 \cdot 0.6 / 0.9 = 1,417 \text{ А}$$

Таблица 12 - Уставки ДЗ линии ПС Уруша-тяга – ПС Ерофей Павлович-тяга сведём в таблицу.

Уставки по оси X РС I ступени, Ом	24,11
Уставки по оси R РС I ступени, Ом	50,56

Уставки по оси X РС I ступени при кз на землю, Ом	24,11
Уставки по оси R РС I ступени при кз на землю, Ом	69,72
Уставки по оси X РС II ступени, Ом	95,11
Уставки по оси R РС II ступени, Ом	48,47
Уставки по оси X РС III ступени, Ом	191,53
Уставки по оси R РС III ступени, Ом	96,19
Угол наклона $\varphi_1$ , град	77,24

Продолжение таблицы 12

Угол наклона $\varphi_2$ , град	0
Угол наклона $\varphi_3$ , град	-22
Угол наклона $\varphi_4$ , град	4
Уставки по оси R РС отстройки от нагрузочного режима, Ом	33,66
Угол наклона $\varphi_{нагр}$ , град	20
Уставка реле напряжения нулевой последовательности, В	21,75
Уставка реле тока нулевой последовательности, А	2,5
Реле тока БТНТ, А	1,417

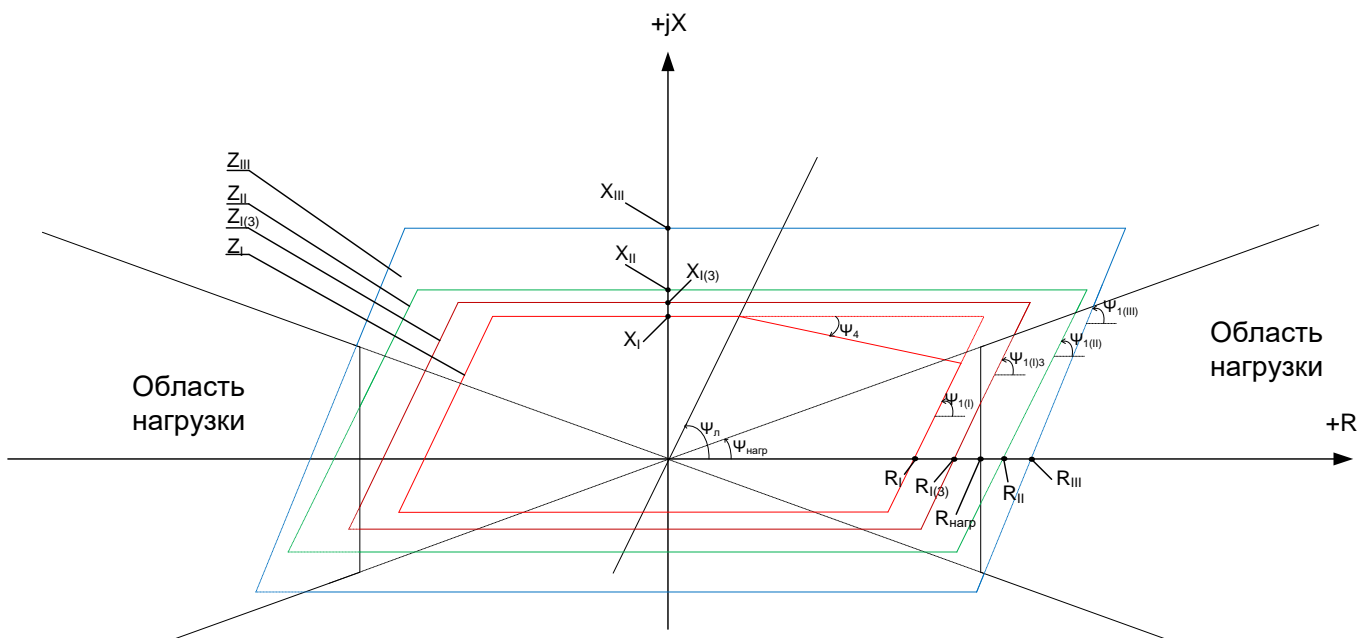


Рисунок 5 - Характеристики реле сопротивления

## 6.2 Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыкания на землю принимают максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него.

Расчет уставок срабатывания

Ток срабатывания отсечки первой степени:

$$I_{0.c.3}^I = k_3 \cdot I_{0.max}, \quad (81)$$

где  $k_3$  – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас,  $k_3 = 1,4$ ;

$I_{0.max}$  – максимальный ток, протекающий через защиту на шинах приемной ПС.

$$I_{0.max1} = 7,51 \text{ кА};$$

$$I_{0.c.3.1}^I = 1,4 \cdot 7,51 = 10,514 \text{ кА}.$$

По кривым спада тока определяется зона защищаемая отсечкой. Отсечка считается удовлетворительной, если она защищает 20 – 25 % линии в максимальном режиме.

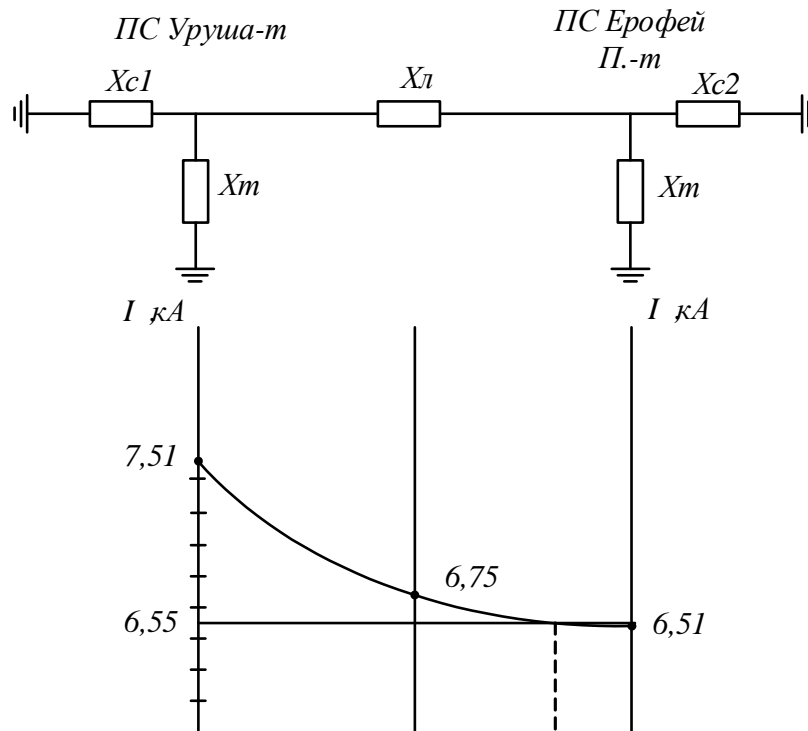


Рисунок 6 – Проверка зоны действия первой ступени ТЗНП

Из построенной схемы видно, что токовая отсечка удовлетворяет условию и больше 20%.

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий:

$$I_{0.с.з}^{II} = k_з \cdot k_{ток} \cdot I_{0.мах}^{I(II)}; \quad (82)$$

где  $k_з$  – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий,  $k_з = 1,1$ ;

$I_{0.мах}^{I(II)}$  – ток срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии;

$k_{ток}$  – коэффициент токораспределения, определяемый по току при однофазном замыкании в конце зоны действия смежной защиты.

$$k_{ток} = \frac{I_{0.з.выб}}{I_{0.з.см}}; \quad (83)$$

где  $I_{0.з.выб}$  – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты;

$I_{0.з.см}$  – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты смежный.



Примем  $k_{ток}$  равным 0,7.

$$I_{0.c.3}^{II} = 1,1 \cdot 0,7 \cdot 7,51 = 5,78$$

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{0.c.3}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.мах}^{(3)}; \quad (84)$$

где  $k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме,  $k_{пер} = 1$ ;

$k_{нб}$  – коэффициент небаланса,  $k_{нб} = 0,1$ .

$$I_{к.мах}^{(3)} = 16,4 \text{ кА};$$

$$I_{0.c.3}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 16,4 = 1,8 \text{ кА}.$$

Принимаем  $I_{0.c.3}^{III} = 2,24 \text{ кА}$ ,  $t_{0.c.3}^{III} = 1 \text{ с}$ .

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка:

$$k_{ч}^{III} = \frac{I_{0.min}}{I_{0.c.3}^{III}}; \quad (85)$$

где  $I_{0.min}$  – ток в конце смежного участка,  $I_{0.min} = 3,88 \text{ кА}$ .

$$k_{ч}^{III} = \frac{3,88}{1,8} = 2,156;$$

$$k_{ч}^{III} = 2,156 > 1,2.$$

### 6.3 Максимальная токовая защита

В составе модернизированного варианта ступенчатых защит имеется двухступенчатая МТЗ с возможностью комбинированного пуска по

напряжению. Для каждой ступени используются по три фазных ПО тока, действующих по схеме ИЛИ.

Уставки по току для ступеней задаются независимо в фазных величинах. Предусматривается использование трёх междуфазных реле минимального напряжения и дополнительно реле напряжения обратной последовательности, уставки которых задаются.

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

$$I_{сзI} = k_H \cdot k_{самоз} \cdot I_{раб.мах} / k_в; \quad (86)$$

где  $k_H$  – коэффициент надёжности,  $k_{отс} = 1.1$ ;

$k_{самоз}$  – коэффициент самозапуска,  $k_{самоз} = 1$ ;

$I_{раб.мах}$  – максимальное значение рабочего тока в месте установки защиты;

$k_в$  – коэффициент возврата БТ,  $k_в = 0.9$ .

$$I_{сзI} = \frac{1.1 \cdot 1 \cdot 0,6}{0.9} = 0,733 \text{ кА}$$

Ток срабатывания второй ступени выбирается большим из значений рассчитанных по рабочему току и по току высокой стороны трансформатора соседней подстанции:

$$I_{сзII} = k_H (I_{раб.мах} + I_{сзI}); \quad (87)$$

где  $k_H$  – коэффициент надёжности,  $k_H = 1.5$ ;

$k_{самоз}$  – коэффициент самозапуска,  $k_{самоз} = 2$ ;

$I_{раб.мах}$  – максимальное значение рабочего тока в месте установки защиты;

$k_в$  – коэффициент возврата БТ,  $k_в = 0.9$ .

$$I_{сзII} = 1,3 \cdot (0,6 + 0,733) = 0,133 \text{ кА}$$

#### 6.4 Ступенчатая токовая защита

Простая токовая защита реагирует на повышение действующего значения тока при замыкании в зоне чувствительности и предусматривает наличие, как правило, трех ступеней. Первой ступенью ступенчатой токовой защиты является мгновенная токовая отсечка (МТО) без выдержки времени; второй – МТО с выдержкой времени; третьей - максимальная токовая защита.

Рассчитаем параметры первой ступени МТО:

1) Ток срабатывания МТО отстраивается от полного тока трехфазного КЗ в конце защищаемой линии:

$$I_{сз.МТО} = K_3 \cdot I_{К1}^{(3)}; \quad (88)$$

где  $K_3$  - коэффициент запаса по избирательности,  $K_3 = 1,2$ .

$$I_{сз.МТО} = 1,2 \cdot 5,44 = 6,53 \text{ кА.}$$

МТО должна защищать не менее 20% линии, только в этом случае отсечка считается эффективной. Проверка полученного тока срабатывания по чувствительности производится относительно минимального тока КЗ в начале защищаемого участка (принимается двухфазное КЗ в точке К):

$$K_{ч.МТО} = \frac{I_{К2}^{(2)}}{I_{сз.МТО}} > 2; \quad (89)$$

$$K_{ч.МТО} = \frac{2,42}{6,53} = 0,37 < 2$$

Коэффициент чувствительности меньше 2, следовательно условие чувствительности не выполняется. Данная защита не может быть установлена в качестве основной.

#### 6.5 Автоматика воздушной линии

На базе микропроцессорных терминалов защиты фирмы "ЭКРА" возможно реализовать функцию автоматического повторного включения линии на рабочее напряжение. Так же, в целях повышения надёжности, было реализовано устройство резервирования отказа выключателя.

#### Автоматическое повторное включение

Так как большинство повреждений на линии неустойчивые и самоустраиваются при отключении линии, повторным включением можно восстановит электроснабжение по линии. Эту задачу в автоматическом режиме решает функция автоматического повторного включения, реализованная в терминале основной высокочастотной защиты линии ШЭ 2607 011021.

Функция АПВ – логическая функция, построенная из логических элементов. Она работает под управлением сигналов на отключение от функций защиты линии, сигналов, разрешающих включение, от функции контроля синхронизма и подачи напряжения, а также дискретных входных сигналов (готовность и положение выключателя, срабатывание внешних функций защиты).

Для функции АПВ могут задаваться приоритеты, позволяющие устанавливать последовательность повторного включения выключателей присоединения. Если повторное включение первого выключателя вследствие устойчивого повреждения оказалось неуспешным, то повторное включение второго выключателя не разрешается.

Функция обеспечивает от 1 до 4 попыток повторного включения в цикле АПВ. Для первой попытки может задаваться одна из шести программ, из которых одна предусматривает трехфазное АПВ при всех видах КЗ, остальные в зависимости от вида повреждения позволяют производить также одно- и двухфазное АПВ. Во всех последующих циклах производится только 3-х фазное АПВ. В трех программах предусматриваются ограничение числа попыток от числа первоначально отключенных фаз: либо разрешается выполнить только одну попытку, либо вообще ни одной независимо от заданного числа попыток.

## 6.6 Устройство резервирования отказа выключателя

Устройство резервирования отказа выключателя реализовано в терминале резервных защит линии ШЭ 2607 011021 производителя "ЭКРА".

Пусковой орган по току УРОВ представляет собой три фазных реле тока, действующих по схеме ИЛИ. Он предназначен для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя.

Рекомендуется выбирать уставку по току срабатывания ПО УРОВ меньше минимального тока КЗ, протекающего в месте установки защиты при междуфазных КЗ и КЗ на землю в конце зоны резервирования (практически меньше уставки реле тока четвёртой ступени ТЗНП). Ток срабатывания ПО УРОВ не должен быть слишком маленьким, чтобы при отключении больших токов КЗ не увеличивалось время возврата из-за переходных процессов в ТТ при больших кратностях токов. Для выключателей с пофазным приводом необходима также отстройка УРОВ от максимального ёмкостного тока линии и токов через ёмкостные делители.

Задержка на действие УРОВ на ДЗШ должна быть достаточной для фиксации отказа выключателя. Для улучшения условий сохранения устойчивости и уменьшения выдержек времени резервных защит задержку на срабатывание УРОВ рекомендуется выбирать в диапазоне (0,18-0,23) с.

Режимы работы УРОВ выбираются программными накладками:

- ХВ5 – режим «дублированный пуск», предполагающий одновременно с приёмом сигнала пуска УРОВ контроль сброса дискретного входа КQC (РПВ), который шунтируется выходным реле защиты, действующим на отключение выключателя.

Рекомендуется тщательный анализ возможности использования дублированного пуска при включении новых защит, замене выключателя на ОВ и других действиях, связанных с коммутациями в цепи контакта РПО;

- ХВ6 - режим «автоматическая проверка исправности выключателя» (УРОВ "на себя"), выполняющий действие без выдержки времени на

отключение резервируемого выключателя по цепям отключения от УРОВ для случаев, когда прямое действие на отключение выключателя от защит не происходит из-за обрывов в этих цепях.

В данном проекте был выбран режим работы " автоматическая проверка исправности выключателя " так как он более соответствует конфигурации сети.

## 7 ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее - на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее – только на линиях 110 – 220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную короткую в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

Если защита не удовлетворяет требованию быстродействия, в качестве основных защит одиночных и параллельных линий с двусторонним питанием следует предусматривать высокочастотные и продольные дифференциальные защиты.

Принцип действия дифференциальной защиты линии основан на пофазном сравнении векторной суммы токов в начале и в конце защищаемого объекта (дифференциальный ток) с определенной пороговой величиной. Значения модулей и векторов сравниваются в онлайн режиме между полуккомплектами защиты по различным цифровым каналам связи.

Для отстройки от небалансов в дифференциальном токе при внешних повреждениях, зависящих от величины тока, вызванных, в основном, различием условий работы и характеристик трансформаторов тока, применено торможение. Торможение – это увеличение пороговой величины срабатывания дифференциального органа в зависимости от тормозной величины.

При повреждениях на линии дифференциальный ток, вычисляемый в каждом полуккомплекте ДЗЛ, равен току повреждения КЗ в месте КЗ. В случае одностороннего питания, при внутренних КЗ через переходное сопротивление, возможно протекание токов по концам линии с направлением, соответствующем внешнему повреждению. Однако, в этом случае, соотношение между модулями токов по концам линии значительно отличается от единицы, и этот режим может распознаваться выбором соответствующей характеристики блокирования ДЗЛ. В устройстве ДЗЛ производится отдельное сравнение трех фазных токов по концам защищаемой линии. При внутренних повреждениях на линии с двухсторонним питанием имеет место фазовый сдвиг  $\varphi$  НАГР между сравниваемыми фазными токами, определяемый углом электропередачи (разностью фаз эквивалентных ЭДС по концам линии) и

различием соотношений эквивалентных сопротивлений по обе стороны относительно места КЗ.

Произведем расчёт уставок ДЗЛ линии ПС Сквородино – ПС Уруштяга.

Таблица 13 - Приведём исходные данные в таблице:

Номинальное напряжение	220000В
Максимальный рабочий ток	500А
Базисный ток (Ктт=1000/5)	1000А
Ток минимального внешнего КЗ	2420А
Ток максимального внешнего КЗ	11530А
Класс точности трансформаторов тока	10Р

1. *Выбор начального тока срабатывания дифференциальной защиты.*

В нагрузочном режиме работы ВЛ, небаланс в дифференциальном токе определяется следующим выражением:

$$I_{НБ} = \frac{1}{I_B} ((2\varepsilon + 2\varepsilon_{изм} + \delta_{КС}) \cdot I_{раб.макс} + \frac{I_{ёмк}}{2}); \quad (90)$$

где  $\varepsilon$  – погрешность ТТ, для ТТ класса точности 10Р примем 0,01;

$I_{раб.макс}$  – максимальное значение тока в нагрузочном режиме;

$\varepsilon_{изм}$  - небаланс, определяемый погрешностями измерений тока в каждом терминале двух полукомплектов ДЗЛ, примем равным 0,01;

$I_{ёмк}$ – расчётный ёмкостный ток линии, А (в первичных величинах), примем по номинальным данным линии 400А;

$\delta_{КС}$  – небаланс, вызванный асимметрией мультиплексированного канала связи, так как мы используем выделенный оптический канал связи  $\delta_{КС}=0$ .

$$I_{НБ} = \frac{1}{1000} ((2 \cdot 0,01 + 2 \cdot 0,01) \cdot 500 + \frac{400}{2}) = 0,284 \text{ о.е.}$$



Первым условием выбора уставки по начальному току срабатывания ДЗЛ при отсутствии торможения является отстройка от небалансов в нагрузочном режиме работы линии:

$$I_{Д.О.} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ}}{K_B}; \quad (91)$$

где КОТС – коэффициент отстройки, выбирается из диапазона от 1,5 до 2,0;

КВ – коэффициент возврата, принимается равным 0,95.

Чувствительность ДЗЛ проверяется в минимальном расчетном режиме работы сети, в качестве которого рассматривается режим включения защищаемой линии под напряжение (опробование) с одной из ее питающих сторон, при возникновении повреждения в конце линии. Коэффициент чувствительности рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{Д.О.}} \cdot I_B};$$

где ИКЗ.МИН = минимальный ток КЗ в зоне действия защиты;

$$K_{\text{ч}} = \frac{2420}{0,630 \cdot 1000} = 3,84$$

Если коэффициент  $K_{\text{ч}} \geq 2$ , то необходимо ограничить его значение до 2. В этом случае уставка рассчитывается исходя из минимально возможного тока КЗ при повреждениях в зоне действия ДЗЛ:

$$I_{\text{Д.О.}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{2 \cdot I_B} = 1,21;$$

При этом нужно провести проверку на излишние срабатывания:

$$I_{\text{Д.О.}} \geq \frac{1,2 I_{\text{РАБ.МАКС}}}{I_B}$$

$$\frac{1,2I_{РАБ.МАКС}}{I_B} = \frac{1,2 \cdot 600}{1000} = 0,72, \text{ т.е. условие выполняется.}$$

Для построения характеристики необходимо найти ток начала торможения IS1. Он рассчитывается по формуле:

$$I_{S1} = \frac{I_{Д.О}}{K_{T1}} = 2,42$$

## 2. Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

В ДЗЛ предусмотрена дифференциальная токовая отсечка (ДТО). Построена на основе трёх пусковых органов, сравнивающих величины дифференциальных фазных токов  $I_d$  с порогом  $I_{д.отс}$ . Фазные ПО объединены по схеме «ИЛИ». Срабатывание ПО происходит при превышении модуля дифференциального тока заданного порога:

$$I_d \geq I_{д.отс}.$$

Ток срабатывания ДТО определяется по выражению:

$$I_{д.отс} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБ.ВНЕШ.МАКС.}}{I_B};$$

Где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, выбирается из диапазона от 1,5 до 2,0; примем 1,5;

$I_{НБ.ВНЕШ.МАКС.}$  - ток небаланса при максимальном токе КЗ вне зоны работы защиты;

Значение тока небаланса в выражении можно определить исходя из коэффициента искажения формы тока  $K_s$  при насыщении ТТ одного из полуккомплектов ДЗЛ и из конкретного фазового сдвига между первичным и вторичным током ТТ -  $\Delta\varphi_s$ :

$$I_{НБ.ВНЕШ.МАКС.} = I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС.} \sqrt{1 + \frac{1}{K_s} \left( \frac{1}{K_s} - 2 \cos(\Delta\varphi_s) \right)}; \quad (92)$$

Производим выбор коэффициента искажения формы тока  $K_s$  и фазового сдвига между первичным и вторичным током ТТ -  $\Delta\varphi_s$  по графикам зависимости этих величин от тока КЗ для значения постоянной времени 50мс. Для этого нам надо вычислить кратность тока  $I_{K3}^*$ :

$$I_{K3}^* = \frac{I_{K3.ВНЕШ.МАКС}}{I_{НОМ.ТТ}} = 11,53$$

Графически определены данные :  $K_s=4,1$ ;  $\Delta\varphi_s= 44^\circ$

Мы можем рассчитать значение  $I_{НБ.ВНЕШ.МАКС.}$ :

$$I_{НБ.ВНЕШ.МАКС.} = 11530 \sqrt{1 + \frac{1}{4,1} \left( \frac{1}{4,1} - 2 \cos(\Delta 44^\circ) \right)} = 9588 \text{ А}$$

Теперь у нас есть все данные для расчёта токовой отсечки ДЗЛ:

$$I_{Д.ОТС.} = \frac{1,5 \cdot 9588}{1000} = 14,382 \text{ о.е.}$$

### 3. Определение параметров характеристики срабатывания ДЗЛ.

В соответствии с пунктом 3.2.21 ПУЭ [3], необходимо обеспечить коэффициент чувствительности дифференциальной защиты  $K_{\text{ч}} \geq 2$  при наличии тормозной величины. Указанное требование выполняется, если выбрать величину коэффициента торможения в выражении (13)  $K_{\text{ТЭ}} \leq 0,5$ .

Для этого следует определить величину тока начала торможения  $I_{S2}$ , при котором значение выбранного коэффициента  $K_{\text{ТЭ}}$  недостаточно для надежной отстройки от небалансов, вызванных насыщением ТТ с определенной нагрузкой во вторичной цепи.

$$I_{S2} = \frac{K_{ST} \cdot I_{K3}^* \cdot I_{НОМ.ТТ}}{I_B}; \quad (93)$$

где  $K_{ST}$ – коэффициент искажения тормозного тока, выбирается по формуле:

$$K_{ST} = 1 + \frac{1}{K_S} = 1 + \frac{1}{4,1} = 1,24;$$

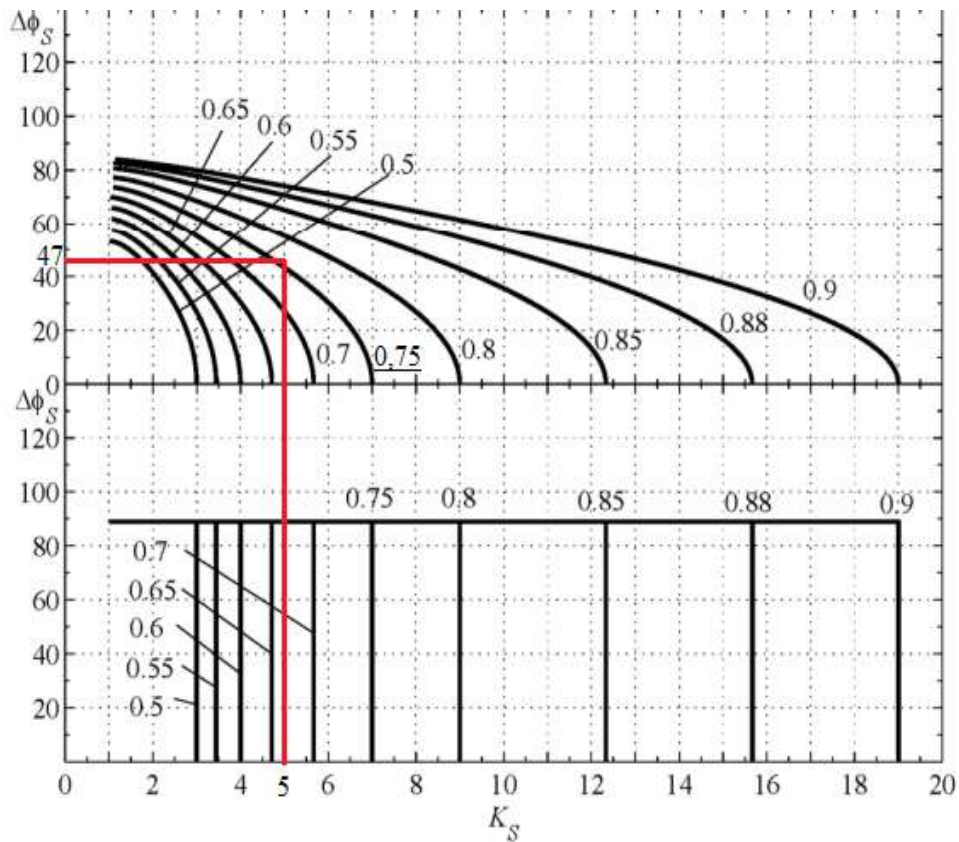


Рисунок 7 - Графически определено значение  $K_{тэ.отс}=0,7$ ; тип характеристики блокирования ДЗЛ – окружность.

Определим величину тока начала торможения

$$I_{s2} = \frac{1,244 \cdot 11,53 \cdot 1000}{1000} = 14,342;$$

Для данных значений  $K_S$  и  $\Delta\phi_S$  определяем значение  $K_{тэ.отс}$ , для чего на рисунке выбираем ближайшую зависимость, охватывающую точку с координатами  $(K_S; \Delta\phi_S)$ .

Коэффициент торможения  $K_{T1}$  примем равным 0,5;  $K_{T2}$  рассчитываем по формуле:

$$K_{T2} = \frac{K_{TЭ.отс} - 0,5 \cdot \frac{I_{S2}}{I_{T.отс}}}{1 - \frac{I_{S2}}{I_{T.отс}}};$$

где  $I_{T.отс}$  – предельный тормозной ток, равен  $\frac{I_{Д.отс}}{K_{T.Э.отс}} = \frac{14,382}{0,7} = 20,545$  о.е.

Рассчитаем  $K_{T2}$ :

$$K_{T2} = \frac{0,7 - 0,5 \cdot \frac{14,342}{20,545}}{1 - \frac{14,342}{20,545}} = 1,162;$$

#### 4. Выбор уставок органа контроля цепей тока.

В ДЗЛ предусмотрен контроль исправности цепей переменного тока. Построен на основе трёх ПО, сравнивающих величины дифференциальных фазных токов  $I_{Д}$  с порогом  $I_{Д}$  КЦТ УСТ. Фазные ПО объединены по схеме «ИЛИ». Срабатывание ПО контроля токовых цепей происходит при превышении модуля дифференциального тока заданного порога

$$I_{Д} \geq I_{Д} \text{ КЦТ УСТ.}$$

Порог срабатывания регулируется в пределах от 0,04 до 2,0 о.е. При обрыве токовой цепи срабатывает ПО контроля токовых цепей и с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне от 0,05 до 27,0 с, фиксируется логический сигнал «Обрыв цепей тока». Обычно сигнал действует только на цепи сигнализации, но может быть программно подключен для действия на любые другие цепи. Уставка ПО контроля токовых цепей выбирается исходя из максимальной величины расчетного небаланса в дифференциальном токе:

$$I_{Д.КЦТ} = I_{НБ} \cdot K_{отс}$$

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

$I_{НБ}$  – ток небаланса. Уставка по времени срабатывания выбирается исходя из длительности протекания тока КЗ. Его необходимо согласовать со временем отключения внешних КЗ.

$$I_{д.кцт} = 0,288 \cdot 1,5 = 0,425 \text{ о.е.};$$

Таблица 14 - Уставки по ДЗЛ линии ПС Сквородино – ПС Уруша-тяга

Базисный ток, А	1000А
Характеристика торможения	окружность
Ток срабатывания ПО ДЗЛ, о.е.	1,21
Коэффициенты торможения К1	0,5
Коэффициенты торможения К2	1,162
Ток начала торможения IS2, о.е.	14,342
Предельный тормозной ток $I_{т.отс}$ , о.е	20,545
Ток срабатывания ПО дифференциальной токовой отсечки, о.е.	14,382
Ток срабатывания ПО контроля цепей тока, о.е.	0,425

Так как параметры линии ПС Уруша-тяга – Ерофей Павлович-тяга идентичны, а их длина отличается на небольшое расстояние, для её комплектов защит примем такой же набор уставок.

## 8 УСТРОЙСТВО ПЕРЕДАЧИ АВАРИЙНЫХ СИГНАЛОВ И КОМАНД

В данной работе рассматривается установка шкафов устройств передачи аварийных сигналов и команд ШЭ2607 096, рассмотрим их подробно.

### 8.1 Назначение

Шкаф ШЭ2607 096 является полукомплектom устройства приема и передачи команд по цифровым каналам связи (включает в себя систему дистанционного приёма 16 команд и передачи 16 команд).

Шкаф предназначен для работы в следующих условиях: Номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15543.1-89 и ГОСТ 15150-69, при этом:

- нижнее предельное рабочее значение температуры окружающего воздуха – минус 5 °С (без выпадения инея и росы);

- верхнее предельное рабочее значение температуры окружающего воздуха принимается равным плюс 45 °С для вида климатического исполнения УХЛ4 и плюс 55 °С для вида климатического исполнения О4;

- высота над уровнем моря - не более 2000 м;

- тип атмосферы II промышленная с содержанием коррозионных агентов - сернистый газ от 20 до 250 мг/м<sup>2</sup> в сутки, хлориды - менее 0,3 мг/м<sup>2</sup> в сутки;

- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих изоляцию и металл;

- место установки шкафа должно быть защищено от попадания брызг воды, масел, эмульсий, а также от

- прямого воздействия солнечной радиации;

Рабочее положение шкафа в пространстве – вертикальное с отклонением от рабочего положения до 5° в любую сторону.

Степень загрязнения 1 (загрязнение отсутствует или имеется только сухое, непроводящее загрязнение) по ГОСТ Р 51321.1-2007, СТБ МЭК 60439-1-2007.

Группа механического исполнения шкафа в части воздействия механических внешних факторов - М40 по ГОСТ 17516.1-90, при этом аппаратура, входящая в состав шкафа, выдерживает:

- вибрационные нагрузки с максимальным ускорением до 0,7g в диапазоне частот от 0,5 до 100 Гц;

- одиночные удары длительностью от 2 до 20 мс с максимальным ускорением 3g.

Шкаф сейсмостоек при воздействии землетрясений интенсивностью до 9 баллов включительно по шкале MSK-64 при уровне установки над нулевой отметкой до 10 м по ГОСТ 17516.1-90.

Оболочка шкафа имеет степень защиты от прикосновения к токоведущим частям и попадания твердых посторонних тел IP41 (IP54 по требованию заказчика) по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013).

Шкаф с двух сторон имеет двери, обеспечивающие двухстороннее обслуживание установленной в нем аппаратуры.

## 8.2 Характеристики

Сопротивление изоляции всех электрически независимых цепей шкафа (кроме портов последовательной передачи данных терминала) относительно корпуса и между собой, измеренное в холодном состоянии при температуре окружающего воздуха  $(25 \pm 10)$  °С и относительной влажности до 80 %, не менее 100 МОм.

Примечание – Характеристики, приведенные в дальнейшем без специальных оговорок, соответствуют

нормальным условиям:

- температуре окружающего воздуха  $(25 \pm 10)$  °С;
- относительной влажности не более 80 %.

В состоянии поставки электрическая изоляция между всеми независимыми цепями шкафа (кроме портов последовательной передачи данных терминала) относительно корпуса и всех независимых цепей между собой выдерживает без пробоя и перекрытия испытательное напряжение 2000 В (эффективное значение) переменного тока частотой 50 Гц в течение 1 мин.

Электрическая изоляция цепей цифровых связей с верхним уровнем АСУ энергоснабжения с номинальным напряжением не более 60 В относительно корпуса, соединенного с другими независимыми цепями, выдерживает без повреждений испытательное напряжение действующим значением 0,5 кВ частотой 50 Гц



Электрическая изоляция всех независимых цепей между собой и относительно корпуса (кроме цепей постоянного тока напряжением до 60 В включительно, связанных с корпусом) устройств РЗА выдерживает без повреждений три положительных и три отрицательных импульса испытательного напряжения, имеющих параметры по ГОСТ Р 51321.1-2007, СТБ МЭК 60439-1-2007.

Питание шкафа осуществляется от цепей оперативного постоянного тока. Микроэлектронная часть устройств шкафа гальванически отделена от источника оперативного постоянного тока.

Шкаф правильно функционирует при изменении напряжения оперативного постоянного тока в диапазоне от 0,8 до 1,1 номинального значения.

Контакты выходных реле шкафа не замыкаются ложно при подаче и снятии напряжения оперативного постоянного тока с перерывом любой длительности.

Контакты выходных реле шкафа и терминала не замыкаются ложно, а аппаратура терминала не повреждается при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности.

Шкаф по электромагнитной совместимости соответствует требованиям ТУ 3433-016-20572135-2000.

Требования к коммутационной способности контактов выходных реле:

Коммутационная способность контактов выходных реле, действующих на включение и отключение выключателя в цепях постоянного тока с индуктивной нагрузкой и постоянной времени, не превышающей 0,05 с, 1 / 0,4 / 0,2 / 0,15 А при напряжении соответственно 48 / 110 / 220 / 250 В.

Контакты допускают включение цепей с током:

- до 10 А в течение 1,0 с;
- до 15 А в течение 0,3 с;
- до 30 А в течение 0,2 с;
- до 40 А в течение 0,03 с.

Длительно допустимый ток через контакты - 5 А.

Коммутационная износостойкость контактов - не менее 2000 циклов.

Коммутационная способность контактов выходных реле, действующих во внешние цепи постоянного тока с индуктивной нагрузкой и постоянной времени, не превышающей 0,02 с, составляет не менее 30 Вт

при токе 1 / 0,4 / 0,2 / 0,15 А и напряжении соответственно 48 / 110 / 220 / 250 В.

Коммутационная износостойкость контактов не менее:

- 10000 циклов

при  $\tau = 0,005$  с;

- 6500 циклов при  $\tau = 0,02$  с.

Коммутационная способность контактов реле, действующих на цепи внешней сигнализации, составляет не менее 30 Вт в цепях постоянного тока с индуктивной нагрузкой с постоянной времени, не превышающей 0,005 с, при напряжении от 24 до 250 В или при токе до 2 А.

Мощность, потребляемая шкафом при подведении к нему номинальных величин токов и напряжений, не превышает:

- по каждому дискретному входу (при  $U_{НОМ}=220$  В), Вт 1,1

- по цепям напряжения оперативного постоянного тока (без учета цепей сигнализации), Вт:

в нормальном режиме 15;

в режиме срабатывания 20;

- по цепям сигнализации в режиме срабатывания, Вт 20

Автоматические выключатели (АВ) в цепях оперативного постоянного тока

- Для защиты цепи питания шкафа, включающего в себя терминал БЭ2704 и блок фильтра П1712, предпочтительным вариантом является АВ с номинальным током 2 А и кратностью срабатывания отсечки (10 – 14).

В приложении текст приведены рекомендации по выбору автоматического выключателя на примере фирмы «АВВ» S202М UC. Данная

информация является справочной. По аналогии могут быть выбраны АВ других производителей, а также выбраны другие номинальные токи и кратность срабатывания отсечки.

Требования по надежности:

Номенклатура и значение показателей надежности шкафов соответствуют требованиям ГОСТ 27.003-2016:

- средняя наработка на отказ шкафа - не менее 25000 ч и 125000 ч - для терминалов;

- среднее время восстановления работоспособного состояния шкафа при наличии полного комплекта запасных блоков - не более 2 ч с учётом времени нахождения неисправности;

- средний срок службы шкафа - не менее 25 лет при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию с заменой, при необходимости, материалов и комплектующих, имеющих меньший срок службы;

- средний срок сохраняемости шкафа в упаковке поставщика составляет три года.

В соответствии с требованиями ГОСТ 27.003-2016 для шкафов приняты следующие критерии:

1) критерии отказов:

- прекращение выполнения шкафом одной из заданных функций;
- внешние проявления, связанные с наступлением или предпосылками наступления неработоспособного состояния (шум, перегрев, искры и др.).

2) критерии предельного состояния:

- снижение электрических свойств материалов и комплектующих до предельно допустимого уровня, восстановление или замена которых не предусмотрены эксплуатационной документацией;

- моральное устаревание вследствие несоответствия обновленным нормативным требованиям (несоответствие комплектации, выполняемых функций, сервисных возможностей и др.).

Соответствие показателей надежности шкафов установленным требованиям подтверждается статистическими данными о числе и видах отказов, полученным из опыта эксплуатации.

Класс покрытия поверхности шкафа по ГОСТ 9.032-74 и в соответствии с документацией предприятия-изготовителя.

В соответствии с ГОСТ Р 51321.1-2007, СТБ МЭК 60439-1-2007 в шкафу обеспечивается непрерывность цепи защитного заземления. При этом электрическое сопротивление, измеренное между болтом для заземления шкафа и любой заземляемой металлической частью, не превышает 0,1 Ом.

Конструкция шкафа обеспечивает воздушные зазоры и длину пути утечки между контактными зажимами шкафа и корпусом не ниже 3 мм по воздуху и 4 мм по поверхности.

Содержание драгоценных материалов в комплектующих изделиях соответствуют указанному в технической документации их предприятий-изготовителей. Сведения о содержании драгоценных материалов в шкафу приведены в паспорте на шкаф.

Устройство имеет два независимых КС, позволяющих реализовать их полное дублирование.

Возможны два вида исполнения оптических интерфейсов обмена данными между полукомплектами - каналов связи КС1 и КС2:

Физическим интерфейсом каждого из КС являются два оптических преобразователя (длина волны 850 нм) с разъемом типа ST для подключения многомодового оптического кабеля.

Связь между полукомплектами может осуществляться:

- по выделенному оптическому каналу с использованием жил оптического кабеля (многомодовое или одномодовое волокно). При использовании одномодового оптического кабеля требуются внешние конверторы, например SIEMENS 7XV5461-0Bx00;

- через мультиплексорное оборудование уплотнения канала связи.

В последнем случае имеются два варианта подключения к мультиплексу:

- по электрическому интерфейсу X21 или G703.1 с использованием специальных конверторов, например SIEMENS 7XV5662-0AA.

- по оптическому интерфейсу в соответствии со стандартом IEEE C37.94 (без дополнительных конвертора)

Основным требованием к синхронному каналу связи является ограниченная задержка в передаче данных, которая должна быть не более 26 мс в одну сторону, и симметричность времени передачи и приема в обоих направлениях.

При использовании соответствующих конверторов, имеется возможность работы устройств по медному кабелю. Длина кабеля определяется возможностями конвертора и характеристиками самого кабеля. Так, например, при использовании конвертора SIEMENS 7XV5662-0AC требуется кабель типа «витая пара», в зависимости от сечения которого возможна работа при длине от 3 до 12 км.

В терминалах, установленных на разных концах защищаемой линии осуществляется синхронизация моментов взятия цифровых отсчетов аналоговых сигналов (прежде всего фазных токов) и синхронизация цифровой обработки сигналов. В результате терминалы, при наличии каналов связи, представляют собой одно устройство с единой системой векторов сигналов.

Определение среднего значения времени передачи данных по каналу связи в прямом и обратном направлениях осуществляется непрерывно, с помощью известного метода пинг–понг. Точность синхронизации положения векторов в устройствах на разных концах линии определяется разностью времени передачи данных по каналу связи в прямом и обратном направлениях (асимметрия канала связи). Если указанная разность имеет стационарный характер, то она может быть скомпенсирована путем задания параметра (уставки) асимметричности канала.

Физическим интерфейсом каждого из КС являются два оптических преобразователя с разъемами типа LC с использованием съемных SFP-модулей для непосредственного соединения терминалов между собой с использованием одномодового волокна 9/125 мкм.

Передача и прием команд позволяет использовать их для обмена сигналами между любыми внешними устройствами, например, для телеуправления выключателями или для обмена внутренними для терминалов логическими сигналами, общими для двух полукомплектов защиты.

Для двухтерминального применения каналы связи могут дублироваться с использованием разных трасс для прокладки оптического кабеля или с применением каналов разного типа, например, с выделенным оптоволоконном и с применением мультиплексов. Эти мероприятия повышают надежность передачи команд.

Все команды передаются и принимаются параллельно. Максимальное время передачи-приема – 0,01 с без учета времени задержки канала связи. Каждая принятая команда имеет возможность задержки, продления на индивидуально регулируемое время от 0,00 до 27,00 с.

### **8.3 Устройство и работа шкафа**

В зависимости от состояния программируемых накладок ХВ, определяющих режим работы отдельных узлов схемы, значений выдержек времени и сигналов на дискретных входах терминала, логическая часть защиты формирует выходные сигналы во внешние цепи.

Для стандартной двух концевой линии электропередачи потребуется минимум один оптический интерфейс связи для каждого терминала. В простейшем виде используются две выделенные жилы оптоволоконного кабеля и оптический порт связи.

Для резервирования канала связи необходимо использование двух оптических интерфейсов в каждом терминале. С точки зрения возможностей, оба оптических интерфейса одинаковы.

Если один из двух каналов связи КС1 или КС2 повреждается, то терминалы работают только через исправный КС. При отсутствии обоих каналов связи, с выдержкой времени от 0 до 10 с.

Настройка КС / Задержка сигнализации неисправности КС, срабатывает сигнализация [004115] Неисправность связи. При восстановлении поврежденного КС сигнализация о неисправности автоматически сбрасываются

Связь между терминалами осуществляется непосредственным оптоволоконным соединением или с использованием коммуникационных сетей. Выбор средства коммуникации зависит от расстояния, наличия или

возможности организации выделенных оптоволоконных каналов, необходимостью или возможностью применения специальных средств коммуникации.

Для небольших расстояний предпочтительно использование прямой оптоволоконной связи. При этом требуется выделенная пара оптических жил оптоволоконного кабеля. Возможен вариант использования одной жилы оптического кабеля.

Без использования дополнительных устройств возможна связь между терминалами на расстояние до 2 км. В этом случае должен использоваться оптоволоконный кабель связи с мультимодовым типом оптоволокна, который оканчивается разъемами типа ST.

При расстояниях между устройствами более 2 км, как правило, применяют оптоволоконный кабель с одномодовым типом оптоволокна и разъемами типа FC. Для использования такого кабеля необходимо применять

дополнительные устройства связи в виде конверторов, например SIEMENS 7XV5461-0Bx00, производящих соответствующие преобразования. Предельная длина оптического кабеля с одномодовым типом оптоволокна – до 170 км. Соединение конвертора с терминалом в этом случае осуществляется мультимодовым оптическим кабелем с разъемами типа ST на расстоянии не более 2 км.

Для варианта использования одной выделенной жилы кабеля с одномодовым типом оптоволокна необходимо применять специальные конверторы, например SIEMENS 7XV5461-0BK00 для одного конца КС и SIEMENS 7XV5461-0BL00 для второго конца КС. В этом случае предельная длина оптического кабеля с одномодовым типом оптоволокна – до 40 км.

В случае невозможности использования выделенных жил оптоволоконного кабеля для соединения терминалов, возможно применение коммуникационного оборудования и сетей передачи данных. Для работы терминалов необходим синхронный канал связи с минимальной скоростью 64 Кбит/с. Максимально возможная скорость передачи – 512 Кбит/с.

Наиболее распространенными интерфейсами подключения к такому оборудованию являются электрические интерфейсы X.21 и G703.1. Для подключения терминалов, имеющих только оптические интерфейсы, необходимо применение соответствующих конверторов.

При использовании сети передачи данных, синхронизация каналов связи терминалов должна быть выбрана от внешнего источника, которым будет являться сеть передачи данных. В случае прямого соединения терминалов, без мультиплексоров, каждый терминал синхронизирует свои данные от внутреннего источника синхронизирующего сигнала.

Следует иметь в виду, что использование сети передачи данных через мультиплексоры приводит к увеличению времени передачи информации между терминалами, соответственно увеличивается и время работы дифференциальной защиты.

Устройства постоянно контролируют достоверность передаваемых по каналу данных. В случае обнаружения приема неправильных данных или потери КС увеличивают счетчик ошибок КС. Если при этом передаваемая по КС информация достоверна (контрольная сумма соответствует заданной), то возможность передачи логических сигналов сохраняется. Число ошибок является интегральной величиной и показывает их количество за текущий час



работы. В конце текущего часа счетчик сбрасывается в «0» и в регистраторе внутренних событий фиксируется число ошибок за прошедший час.

В устройстве реализована система передачи 16 команд и приема 16 команд между полуккомплектами.

Передача и прием команд позволяет использовать их для обмена сигналами между любыми внешними

устройствами, например, для телеуправления выключателями или для обмена внутренними для терминалов логическими сигналами, общими для двух полуккомплектов защиты.

Для двухтерминального применения каналы связи могут дублироваться с использованием разных трасс для прокладки оптического кабеля или с применением каналов разного типа, например, с выделенным оптоволоконном и с применением мультиплексов. Эти мероприятия повышают надежность передачи команд.

Все команды передаются и принимаются параллельно. Максимальное время передачи-приема – 0,015 с.

Каждая принятая команда имеет возможность задержки, продления на индивидуально регулируемое время от 0 до 27,00 с.

Помимо обмена данными между терминалами по концам защищаемой линии, в терминалах предусмотрено использование оптического канала связи для передачи дистанционных команд и сигналов. Принимаемые от другого терминала логические сигналы могут свободно использоваться в логической схеме, действовать на сигнализацию и на выходные реле. Таким образом, например, возможно организовать действие какого-либо дискретного сигнала на удаленное выходное реле и сигнализацию. Конфигурирование передаваемых дискретных сигналов осуществляется пользователем через систему меню стандартными средствами, подобно изменению уставок или параметров.

Время передачи команд не постоянно и зависит от момента формирования команды и задержки передачи информации в канале связи. Полное время передачи команды складывается из времени ожидания до

момента передачи очередного пакета данных, времени транспорта пакета данных на противоположный конец канала связи и времени подтверждения команды.

Время ожидания момента передачи очередного пакета данных составляет от 0 до 5 мс, в зависимости от момента формирования сигнала по отношению к моменту передачи очередного пакета. Время транспорта пакета данных на противоположный конец определяется задержками в канале связи.

При использовании выделенного оптоволоконного канала связи время транспорта постоянно и пропорционально выбранной скорости:

64 Кбит/с – 4 мс;

128 Кбит/с – 2 мс;

256 Кбит/с – 1 мс;

512 Кбит/с – 0,5 мс.

При использовании мультиплексированного канала связи, к этому времени добавляется время работы мультиплексоров, которое может достигать 20 мс.

Время подтверждения команды – постоянная величина 5 мс, равная периоду передачи пакетов данных и необходимая для повторного подтверждения команды.

Исходя из вышеуказанного, при использовании выделенного канала связи, минимальное время передачи команды составит от 9 до 14 мс при скорости 64 Кбит/с и от 5,5 до 10,5 мс при скорости 512 кБит/с.

В случае приема дискретного сигнала входными цепями терминала к этому времени следует добавить время срабатывания входных цепей приема дискретных сигналов, составляющее около 2 мс.

При действии на выходные реле к времени передачи команды добавляется время срабатывания выходного реле, типично 8 –10 мс. Таким образом, полное время передачи импульса составит 20 – 25 мс.

Исходя из периодичности передачи данных на противоположный конец и условия подтверждения достоверности данных в следующем пакете, импульсы длительностью менее 5 мс, не передаются.

## 9 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Необходимо защитить линейные (высота 16,5 м) порталы молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадают в зону защиты молниеотводов.

Защиту ОРУ выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельно стоящими молниеотводами. Высота молниеотвода на линейном портале и отдельно стоящего 220 кВ – 30 метров.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h; \quad (94)$$

где  $h$  – высота молниеотвода (30 м)

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

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 20,18 \text{ (м)} \quad (95)$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 30 \cdot \frac{(30 - 16,5)}{(30 + 16,5)} = 8,1 \text{ (м)} \quad (96)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 16,5 м.

Наименьшая высота внутренней зоны на примере двух молниеотводов 1-4 расположенных на расстоянии  $L$  друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 30 - \frac{25}{7} = 26,42 \text{ (м)} \quad (97)$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{26,42 - 16,5}{1 + \frac{16,5}{26,42}} = 4,1 \text{ (м)} \quad (98)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (м).

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов результаты расчета сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Параметры зон молниезащиты ПС «Уруша-тяга»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	30	30	16,15	26,42	20,18	8,1	4,0
2 - 3	25	30	16,15	28,4	20,18	8,1	4,1
3 - 4	25	30	16,15	28,4	20,18	8,1	4,1
1 - 4	25	30	16,15	28,4	20,18	8,1	4,1
5 - 4	30	30	16,15	26,42	20,18	8,1	4,0
5 - 6	25	30	16,15	28,4	20,18	8,1	4,1

Результаты расчета молниезащиты так же представлены на рисунке 8.

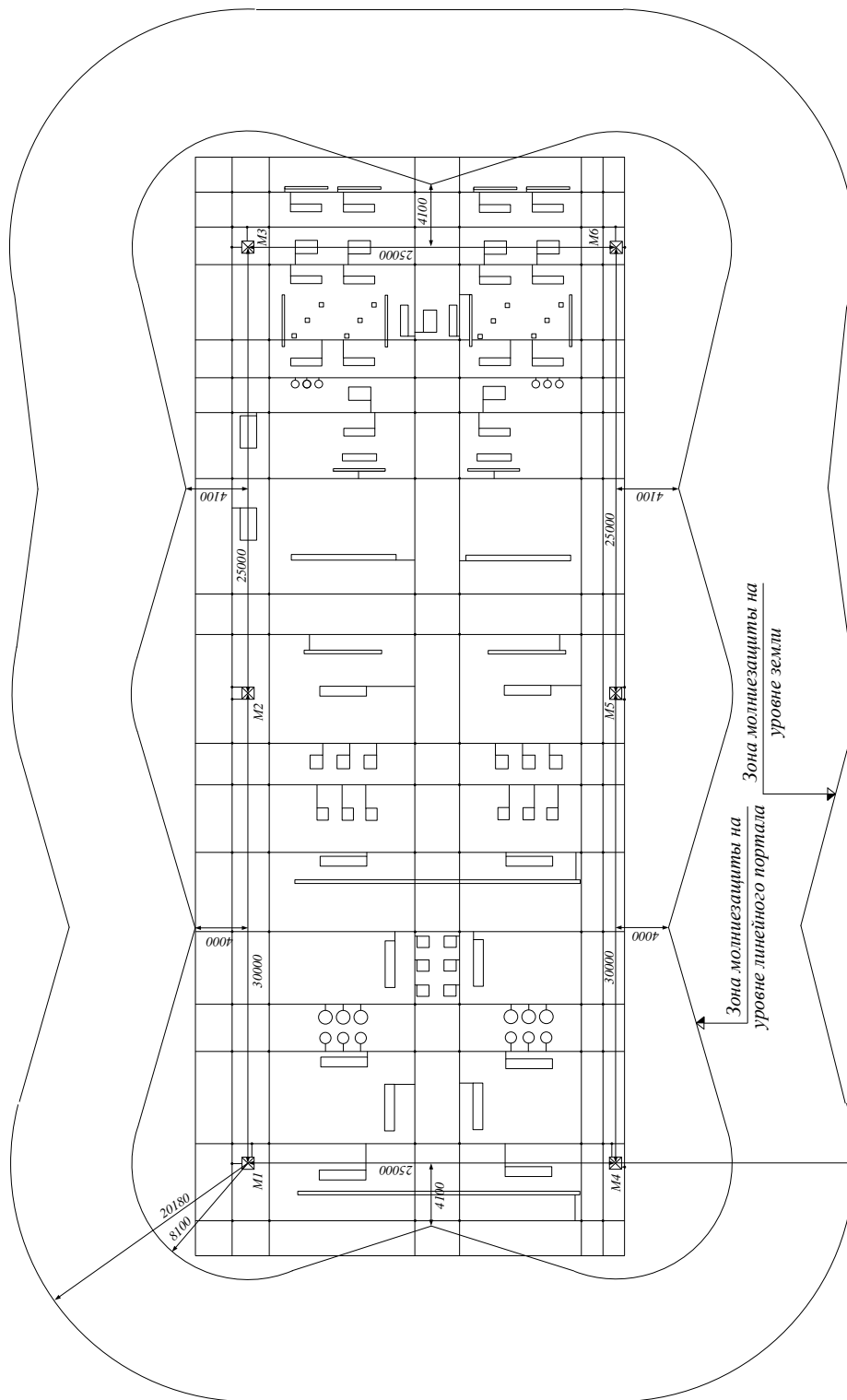


Рисунок 8 – Параметры молниезащиты ПС «Уруша-тяга»

## 10 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Уруша-тяга» 50×110 (м)

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A+3) \cdot (B+3) = (110+3) \cdot (50+3) = 5989 \text{ (м}^2\text{)} \quad (99)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов  $d = 0,022$  (м)

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (100)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{7,51^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,11 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (101)$$

где -  $I_M$  - максимальный ток короткого замыкания (кА)

$T$  - предельное время работы защиты (сек)

$\beta$  - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (102)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где -  $a_k, b_k, c_k, d_k$  - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (103)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами  $l_{nn} = 5$  (м)

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} \cdot (A+3) = \frac{(110+3)}{5} \cdot (50+3) + \frac{(50+3)}{5} \cdot (110+3) = 2395,6 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{2395,6}{2 \cdot \sqrt{5989}} = 15,47 \quad (104)$$

Принимаем число ячеек:  $m = 15$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{5989}}{15} = 5,15 \text{ (м)} \quad (105)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) = 2 \cdot \sqrt{5989} \cdot (15+1) = 2476,4 \text{ (м)} \quad (106)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{5989}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 21,89 \quad (107)$$

Принимаем:  $n_{\epsilon} = 22$

Принимаем длину вертикальных электродов  $l_{\epsilon} = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_{\epsilon} \cdot n_{\epsilon}} \right) = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{5989}} + \frac{1}{2476,4 + 4,0 \cdot 22} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (108)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5989}}{(21 + 320) \cdot (4,49 + 45)}} = 1,09 \quad (109)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (110)$$



## 11 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

В данном разделе проводится расчёт затрат на реконструкция распределительного устройства высокого напряжения ПС «Уруша-тяга», в стоимость реконструкции включается стоимость ячеек выключателей 220 кВ, постоянная часть затрат которая представляет собой затраты на подготовку территории прокладывание коммуникаций, затраты на системы защиты, автоматики, и.т.д.

Определяем стоимость РУВН ПС «Уруша тяга»:

$$K_{py} = N_{яч220} \cdot K_{яч220} \cdot K_{инф} \cdot K_p ; \quad (111)$$

где  $K_{инф}$  - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2021 год

$K_p$  - районный коэффициент: для ПС –1,3:

$N_{яч220}$  - количество ячеек выключателей 220 кВ:

$K_{яч220}$  - стоимость одной ячейки выключателя 220 кВ в ценах 2000 года:

Проводим расчет стоимости применительно к 2021 году (общее количество выключателей составляет 3 шт.):

$$K_{py} = 11,75 \cdot 3 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 196,13 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции (включая затраты на комплекты защит и автоматики):

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (112)$$

где  $K_{пост}$  - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 32,9 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 183,05 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «Уруша-тяга»:

$$K_{nc} = K_{py} + K_{пост} = 196,13 + 183,05 = 379,18 \text{ (млн. руб.)}$$

Все электротехническое оборудование необходимо эксплуатировать и затрачивать средства на обслуживание и эксплуатацию а так же на амортизацию которая в дальнейшем при замене оборудования на более современное позволит найти финансовые средства. Первоначально проводим расчет амортизационных отчислений.

Издержки на амортизацию оборудования ПС в частности распределительного устройства высокого напряжения ПС «Уруша тяга» определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам}; \quad (113)$$

где  $\alpha_{ам}$  – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{ПС}$  - капитальные вложения, млн. руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (114)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы оборудования (для ПС 20 лет.)

$$I_{AM} = 196,13 \cdot \frac{1}{20} = 9,81 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки при работе оборудования распределительного устройства высокого напряжения ПС «Уруша тяга»:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС}; \quad (115)$$

где  $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС):

$$I_{ЭКС} = 196,13 \cdot 0,059 = 11,57 \text{ (млн. руб.)}$$

Расчет экономических показателей показал что суммарные капиталовложения в модернизацию оборудования распределительного устройства высокого напряжения ПС «Уруша тяга» а так же модернизацию систем защиты и автоматики составили 379,18 миллионов рублей, при этом годовые затраты на эксплуатацию оборудования распределительного устройства высокого напряжения составят 11,57 миллионов рубле а на амортизацию 9,81 миллиона рублей.

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе предполагается выполнить модернизацию релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ: Уруша тяга - Уруша-тяга - Ерофей Павлович-тяга, дополнительно в работе будет проведена реконструкция ПС Уруша-тяга с заменой отслужившего свой срок оборудования.

### 12.1 Безопасность

При реконструкции ПС должны соблюдаться требования государственных нормативных документов и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии на отдельные виды работ.
2. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.
3. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов.
4. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования предприятий.
5. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности.

*Безопасность при работе по наряду допуску:*

При работе в действующих электроустановках, работы должны осуществляться по наряду, который выписывается в двух экземплярах, если он передается по телефону, то в трех. При этом лицо выдающее наряд должно выписать один экземпляр, а лицо принимающее текст, два экземпляра фамилии и инициалов, выдающего наряд.

Количество нарядов, которые могут быть выданы одному ответственному руководителю работ должен определять человек выдающий наряд. Допускается выдавать наряд на срок не более 15 дней со времени начала

работы при этом он может быть продлён единовременно на такой же срок, при этом при перерыве в работе наряд остается действительным.

В случае если работы в электроустановке полностью закончены, то наряд по данным работам должен храниться в течение 30 суток, после чего может быть уничтожен, при условии, если во время работы не имели место аварии и инциденты либо несчастные случаи.

В электроустановках выше 1000 В допускается выдавать один наряд на одновременную работу на всех присоединениях секции шин со всех токоведущих частей которой снято напряжение, в том числе на вводах воздушных и кабельных линий.

В распределительных устройствах напряжением от 3 до 110 кВ с одиночной системой шин на ремонт всей секции допускается выдавать один наряд на присоединение всей этой секции для рассредоточения членов бригады.

Для выполнения однотипной работы на нескольких подстанциях допускается выдавать один наряд для выполнения этой работы, например, это может быть отбор проб масла, доливка масла, переключение обмоток трансформаторов, проверка устройств релейной защиты и так далее, срок такого наряда ограничивается одними сутками.

#### *Безопасность при работе по распоряжению*

В электроустановках до 1000 В может выполняться работа по распоряжению, которое имеет разовый характер, продолжительность и его действие ограничивается временем рабочего дня производителей, после окончания рабочего дня распоряжение должно быть закрыто, либо отдаваться заново, при этом в случае перерыва в работе в течение рабочего дня, производитель работ осуществляет повторный допуск бригады к работе.

Распоряжение отдается непосредственно лицу, выполняющему работу, а также оно отдается и допускающему, в том случае если на электроустановке нет оперативного персонала, допуск на рабочем месте не требуется и распоряжение отдаётся непосредственно работнику, который должен выполнять указанную работу.

В электроустановках до 1000 В оперативный и оперативно-ремонтный персонал может выполнять неотложные работы продолжительностью не более часа, без учёта времени на подготовку рабочего места в электроустановке, в случае если работа требует времени более одного часа то она должна выполняться по наряду.

*Безопасность при работе в порядке текущей эксплуатации:*

В электроустановках до 1000 В могут выполняться небольшие по объёму виды работ в течение рабочего дня, либо рабочей смены, которые разрешены к выполнению в подписанном заранее техническом документе которые подписывает главный инженер предприятия. В нем указываются определенные требования по технике безопасности, в частности данные работы распространяется только на электроустановки до 1000 В и могут выполняться только силами оперативного либо оперативно-ремонтного персонала на закрепленном за этим персоналом оборудовании.

Такого рода работа является разрешённой и не требует каких-либо пояснений, либо указаний для её выполнения также не требуется выполнение целевого инструктажа.

В перечне разрешённой работы, должны содержаться указания, которые определяют виды работ, выполняемых бригадой.

Также в данном документе должен быть указан порядок регистрации работ, которые выполняются по данной методике, должно быть указано в уведомление оперативного персонала, который непосредственно управляет ремонтным персоналом, а также характер работы, её начало и окончание и оформление записи в оперативном журнале.

*Безопасность при работе на трансформаторе:*

В электроустановках могут выполняться работы на силовом трансформаторе в том случае, если он отключен от сети, при этом работа, связанная с выемкой активной части из бака должна выполняться проекту работ.

При выполнении определенной работы внутри бака трансформатора должны работать специалисты, только хорошо знающие пути перемещения, а также исключают травмированные во время выполнения данных работ.

При выполнении этой работы должна использоваться специальная одежда, которая не имеет металлических застежек, и защищает тело от загрязнения маслом либо от перегрева. Такая работа должна выполняться только по наряду, состав бригады должен включать в себя трех работников, двое из которых будут страхующие и должны располагаться возле смотрового люка, иметь постоянную связь с работником, выполняющим работу непосредственно внутри бака трансформатора, при этом работник, находящийся внутри должен быть обеспечен специальным противогазом.

Освещение внутри бака должно быть выполнено от сети напряжением не более 12 В, светильник должен иметь защитную сетку заводского исполнения либо это должен быть аккумуляторный фонарь, следует учесть, что разделительный трансформатор для данного светильника должен быть обязательно расположен снаружи трансформатора.

При сливе трансформаторного масла вывода должны быть заземлены во избежание электрического разряда в следствии электростатики.

## **12.2 Экологичность работы**

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «Уруша тяга» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДТНЖ 40000/220/27,5/11 с размерами (м) 8,88×5,22×7,2 и массой масла 29,2 т.

Для устанавливаемых на ПС трансформаторов и монтируемых под них маслоприемников учитываем следующие условия [11]:

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Т.к. масса масла составляет более 20 тонн, следовательно, маслоприемник выполняется с отводом масла. Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор [11].

Маслоприемники на ПС «Уруша тяга» выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м; На рисунке 9 представлено схематичное изображение маслоприемника с отводом масла.

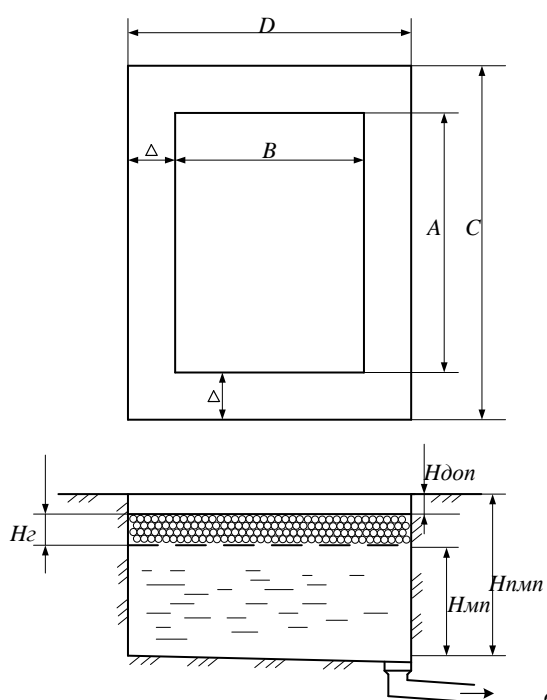


Рисунок 9 – Основные размеры маслоприемника

Верхний уровень гравия (щебня) находится на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки [11].

3) Маслосборник предусматривается закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления.



Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет всех размеров маслоприемника.

Определяем объем масла в автотрансформаторе по формуле:

$$V_{ТРМ} = \frac{M}{\rho} = \frac{29,2}{0,88} = 33,18 \text{ (м}^3\text{)} \quad (116)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>)

Определяем площадь маслоприемника по формуле [11]:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (8,88 + 2 \cdot 1,5) \cdot (5,22 + 2 \cdot 1,5) = 97,65 \text{ (м}^2\text{)} \quad (117)$$

где  $A$ ,  $B$  – длина и ширина трансформатора (м)

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника [11].

Определяем глубину маслоприемника для приема всего масла  $V_{ТРМ}$  :

$$H_{МП} = \frac{V_{ТРМ}}{S_{МП}} = \frac{33,18}{97,65} = 0,34 \text{ (м)} \quad (118)$$

Учитывая то что верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений) принимаем [11]:

Расстояние от верхнего края щебня до уровня окружающей планировки:

$$H_{доп} = 0,075 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки [11]:

$$H_{Г} = 0,25 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника

$$H_{ПМП} = H_{МП} + H_{Г} + H_{доп} = 0,34 + 0,25 + 0,075 = 0,665 \text{ (м)} \quad (119)$$

Дно маслоприемника выполняем с уклоном 0,005 в сторону приямка, также оно засыпается чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки 0,25 м.

Рассмотрим подробно расчет требуемого объема маслосборника.

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{БИ} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (8,88 + 5,22) \cdot 2 \cdot 7,2 = 203,04 (\text{м}^2) \quad (120)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения  $K_{II}$  (л/(с×м<sup>2</sup>)) и нормативное время тушения  $t$  (сек) соответственно равны [11]:

$$K_{II} = 0,2$$

$$t = 1800$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H_2O} = K_{II} \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БИ}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (97,65 + 203,4) \cdot 10^{-3} = 108,38 (\text{м}^3) \quad (121)$$

Определяем объем маслосборника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$V_{ТМН_2O} = V_{ТРМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 33,18 + 0,8 \cdot 108,38 = 119,88 (\text{м}^3) \quad (122)$$

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч.

Масло отводы на ПС «Уруша тяга» выполняются в виде подземных трубопроводов. Сеть масло отводов от трансформатора выполняется из

асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они выполняется из чугунных труб того же диаметра.

### **12.3 Чрезвычайные ситуации**

При выполнении монтажно-наладочных работ на ПС «Уруша тяга» должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения пожаров.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции «Уруша тяга» предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ «Уруша тяга».

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «Уруша тяга» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС «Уруша тяга» составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты на ПС «Уруша тяга» составляет

комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита на ПС «Уруша тяга» обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением различных средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымовой защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара на ПС «Уруша тяга» обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит

противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 220 кВ ПС «Уруша тяга»:

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 220 кВ, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется значительное количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

На ПС «Уруша тяга» определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола [20], считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара на ПС «Уруша тяга»

в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе представлен один из вариантов модернизации релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ Сковородино - Уруша-тяга - Ерофей Павлович-тяга. Произведен расчет таких задач как определение токов короткого замыкания различного типа, определены основные типы необходимых защит ВЛ, рассчитаны уставки срабатывания защит. Проведена реконструкция и модернизация тяговой подстанции Уруша-тяга, выбрано основное оборудование для данного объекта и проверено по условиям протекания короткого замыкания. В части экономики проведены необходимые расчеты, определены суммарные капиталовложения в модернизацию РЗА и ПС. В части безопасности и экологичности проведены необходимые расчеты и представлены меры по безопасной эксплуатации электротехнического оборудования.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Надеин В.Ф., Петухов С.В., Радюшин В.В. Релейная защита и автоматика, 2015.
- 2 Козлов А.Н., Козлов В.А., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем, 2013.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 5 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 6 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 7 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 8 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 9 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 10 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.
- 11 Правила технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики. Энергетика. 2021.
- 12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.



13 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

14 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

15 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

16 Данильчук В.П. Автоматика ограничения изменений частоты энергосистем, 2014.

17 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.

18 Беркович М.А. Автоматика энергосистем Учебное пособие. / М. А. Беркович. – Москва: Изд – во Энергоатомиздат, 2012. - 130 с.

19 Овчинников В.В. Автоматическое повторное включение Учебное пособие. / В. В. Овчинников. – Москва: Изд – во Энергоатомиздат, 2011. - 150 с.

20 Будаев М.И. Высокочастотные защиты линий 110-220 кВ Учебное пособие. / М. И. Будаев. – Москва: Изд – во Энергоатомиздат, 2011. - 90 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет симметричных КЗ

Расчетная точка	Ток КЗ	Расчетная точка	Ток КЗ	Расчетная точка	Ток КЗ
1	5,44	6	9,64	11	16,29
2	16,4	7	3,76	12	39,73
3	4,72	8	2,81	13	7,25
4	9,01	9	15,19	14	21,34
5	11,53	10	37,96	-	-

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет двухфазных КЗ

Расчетная точка	Ток КЗ (кА)	Расчетная точка	Ток КЗ (кА)	Расчетная точка	Ток КЗ (кА)
1	4,68	6	8,29	11	14,01
2	14,10	7	3,23	12	34,17
3	4,06	8	2,42	13	6,24
4	7,75	9	13,06	14	18,35
5	9,92	10	32,65	-	-

## ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет однофазных КЗ

Расчетная точка	Ток КЗ	Расчетная точка	Ток КЗ
1	7,51	5	13,39
2	22,63	6	13,30
3	6,51	7	5,19
4	12,43	8	3,88