

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ  
Хабаровского края в связи с подключением подстанции Аксака-тяговая

Исполнитель

студент группы 742-об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А. Сульдина

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

**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 Сульдиной Анастасии Андреевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 220 кВ Хабаровского края в связи с подключением подстанции Аксака-тяговая

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Электрическая схема района проектирования , режимная схема района проектирования , схема подстанции в районе проектирования , результаты контрольных замеров

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика прогнозирование нагрузок , выбор оборудования , разработка схем подстанции, выбор и сечение электропередач , расчет режимов

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Выпускная квалификационная работа содержит 175 страниц , 9 рисунков , 51 таблицу , 24 источника , 4 приложения

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков А.Б – консультант по разделу « Безопасность и экологичность »

7. Дата выдачи задания 01.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул Алексей Александрович  
доцент , канд.тех.наук

Задание принял к исполнению (дата): 01.03.2021

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 136 с., 9 рисунков, 51 таблицу, 24 источника, 4 приложения.

ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЁЖНОСТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В выпускной квалификационной работе разработан вариант развития энергосистемы Хабаровского края путем строительства новой подстанции 220 кВ Аксака-тяговая.

В ходе проекта были выполнены расчет режима сети; расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования; осуществлен выбор типа и мощности понижающих трансформаторов, трансформаторов собственных нужд; выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы напряжения и тока, шины распределительных устройств, токоведущие части и токопроводы, а так же разработка релейная защита трансформатора. В выпускной квалификационной работе выполненный экономический расчет показал, что предложенный вариант строительства целесообразен к реализации.

Описаны правила пожарной и электробезопасности на подстанции.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линия электропередач;

НН – низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ЭЭС – электроэнергетическая система

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ состояния электрических сетей Хабаровского края	9
1.1 Климатическая и географическая характеристика района строительства	9
1.2 Характеристика источников питания района	10
2 Разработка вариантов включения подстанции Аксака-тяговая в электрическую сеть Хабаровского края	15
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	15
2.2 Компенсация реактивной мощности	18
2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	19
3 Разработка однолинейных схем РУ ВН, СН и НН проектируемой ПС	21
3.1 Выбор сечения линий электропередачи	22
4 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети	25
4.1. Выбор эквивалента сети для расчета	25
4.2. Выбор и характеристика ПВК для расчета режима	25
4.3 Расчет электрических режимов	26
4.4 Управление потоками реактивной мощности и регулирование напряжения в сети	42
5 Расчет токов короткого замыкания	46
6 Проектирование РУ ВН ПС Аксака-тяговая	57
6.1 Конструктивное исполнение ПС	57
6.2 Выбор и проверка выключателей	57
6.3 Выбор и проверка разъединителей	64
6.4. Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН	66
6.5 Выбор и проверка трансформаторов тока	74
6.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	81
7 Расчет капиталовложений в энергетический объект	86

7.1	Капиталовложение в подстанцию для варианта № 1	86
7.2	Расчёт эксплуатационных издержек для варианта № 1	88
7.3	Капиталовложение в подстанцию для варианта № 2	90
7.4	Расчёт эксплуатационных издержек для варианта №	91
8	Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС и выбор ОП	93
8.1	Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	93
8.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	98
8.3	Выбор и проверка ОПН	101
9	Релейная защита и автоматика	105
9.1	Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети	105
9.2	Релейная защита нового трансформатора	107
9.2.1	Дифференциальная защита	107
9.2.2	Максимальная токовая защита трансформатора	112
9.2.3	Защита от перегрузки	116
9.2.4	Газовая защита трансформатора	118
9.3	Автоматика на ПС Аксака-тяговая	120
10	Безопасность и экологичность	122
10.1	Безопасность	122
10.2	Экологичность	124
10.2.1	Расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции	125
10.3	Чрезвычайные ситуации	129
	Заключение	133
	Библиографический список	134
	Приложение А Расчет молниезащиты	137
	Приложение Б Расчет уставок релейной защиты	142
	Приложение В Расчет капиталовложений	146
	Приложение Г Расчет электрических режимов	150

## ВВЕДЕНИЕ

Энергосистема Хабаровского края является одним из крупнейших производителей энергии на Дальнем Востоке, на ее долю приходится более 20 процентов вырабатываемой электрической и около 30 процентов тепловой энергии.

Структуру энергетики края составляют генерирующие мощности, электросетевое и теплосетевое хозяйство, а также организации по оперативно-диспетчерскому управлению энергетическими объектами и сбыту энергии.

Хабаровский край является крупным потребителем топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Основными видами ТЭР, потребляемыми в крае, являются природный и сжиженный газ, электрическая и тепловая энергия, нефтепродукты и уголь.

Проектируемая подстанция Аксака-тяговая предназначена для электроснабжения промышленных и сельскохозяйственных потребителей Хабаровского края.

Цель данной выпускной квалификационной работы развитие электрических сетей в связи с проектированием ПС Аксака-тяговая.

Задачи, рассматриваемые в данной выпускной квалификационной работе:

- анализ климата и географического расположения;
- анализ электрической сети;
- проведение расчетов режима;
- разработка вариантов подключения новой подстанции;
- проектирование РУ ВН, СН,НН
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор оборудования;
- расчет уставок устройств релейной защиты.

При реализации проекта были использованы: Microsoft Word 2010,

Microsoft Excel 2010, Microsoft Visio 2010, RastrWin3, Mathcad15, схемы Хабаровской электрической сети 220-110-35 кВ; электрические нагрузки и уровни токов короткого замыкания на шинах подстанции к 2021 году, а также проект развития Хабаровской энергосистемы на 2021 г. с учетом перспективы до 2025 г.

# 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ХАБАРОВСКОГО КРАЯ

## 1.1 Климатическая и географическая характеристика района строительства

Климат умеренный, муссонный, со снежной холодной зимой и теплым влажным летом.

- Средняя температура января  $-19,8$  °С,
- Средняя температура июля  $+21,3$  °С,
- Среднегодовая температура  $+2,4$  °С.

Абсолютный минимум  $-41,1$  °С был зарегистрирован 14 января 2011 года, и сразу перекрыл прежний, принадлежавший 1980 году, на  $1,1$  °С. Абсолютный максимум  $+36,7$  °С — в июне 2010 года. В июне 2008 года температура достигала  $+35,1$  °С, что составило температурный рекорд июня, но 27 июня 2010 года рекорд был перекрыт на  $1,6$  градуса и составил  $+36,7$  °С.

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

Количество солнечных дней в году существенно выше, чем во многих крупных городах России (до 300 дней в году; в Москве и Санкт-Петербурге — ок. 100). Это обусловлено господством зимой Сибирского антициклона, благодаря которому с ноября по март над городом устанавливается очень сухой и морозный континентальный воздух с ясной и солнечной погодой.

Город расположен в Азии, в южной части Среднеамурской низменности, недалеко от места слияния рек Амур и Уссури, от Государственной границы России до черты города около 17 км. Площадь города — 37,2 тысяч гектар, протяжённость вдоль берега Амура и Амурской

протоки — 33 километра<sup>[2]</sup>. Средняя ширина — 10 км (от правого берега Пемзенской протоки напротив села Владимировка до посёлка им. Горького (в составе Железнодорожного района) — около 24 км).

Ветровой район 3 - нормативное значение давления 0,38 (КПа).

Район по гололеду 4 - нормативная толщина стенки гололеда 25 мм<sup>2</sup>.

Располагается на возвышенном правом берегу Амура, рельеф которого разнообразен и сложен. Центральная часть Хабаровска раскинулась на пологих увалах с абсолютными отметками 70-90 метров над уровнем моря и относительными превышениями 20-30 метров.

## **1.2 Характеристика источников питания района**

Подстанция Аксака-тяговая планируется к подключению в районе, который питается от станций Комсомольской ТЭЦ-1, Комсомольской ТЭЦ-2, Комсомольской ТЭЦ-3, ПС 500 кВ Комсомольской, Совгаванская ТЭЦ и Майской ГРЭС.

Комсомольская ТЭЦ-1 — тепловая электростанция в городе Комсомольске-на-Амуре, Хабаровский край. Организационно входит в состав структурного подразделения «Комсомольская ТЭЦ-2» филиала «Хабаровская генерация» АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу РусГидро).

Комсомольская ТЭЦ-1 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию (теплоэлектроцентраль) с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Станция работает в осенне-зимний период по тепловому графику нагрузок, в межотопительный период теплофикационное оборудование выводится в резерв. Установленная мощность электростанции — 25 МВт, установленная тепловая мощность — 241 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды, оборудование рассчитано на давление пара 29 кгс/см<sup>2</sup> и температуру пара 440°С. В качестве топлива используется природный газ сахалинских месторождений.

Основное оборудование станции включает в себя:

- Турбоагрегат № 1 мощностью 10 МВт, в составе турбины Р-10-29/1,2 с генератором МВ-25, введён в 1950 году;
- Турбоагрегат № 2 мощностью 15 МВт, в составе турбины Р-12-29/1,2 с генератором Т-2-25-2, введён в 1953 году.

Пар для турбоагрегатов вырабатывают три котла фирмы Бабкок-Вилькокс, один котёл ТП-150 и один котёл БКЗ-75. Выдача электроэнергии в энергосистему производится через закрытое распределительное устройство (ЗРУ) напряжением 110 кВ и открытое распределительное устройство (ОРУ) напряжением 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 — Комсомольская ТЭЦ-2, 2 цепи (С-83, С-84);
- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 — ПС Привокзальная (С-75);
- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 — ПС К (С-76);
- ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 — ПС Западная, 2 цепи (Т-163, Т-174);
- ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 — ПС Таёжная (Т-166);
- ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 — ПС Городская, 2 цепи (Т-164, Т-165);
- ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 — ПС ЭТЗ (Т-161).

Комсомольская ТЭЦ-2 — тепловая электростанция в городе Комсомольске-на-Амуре, Хабаровский край. Входит в состав филиала «Хабаровская генерация» АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу РусГидро). Организационно в состав структурного подразделения Комсомольская ТЭЦ-2 на правах цеха входит также Комсомольская ТЭЦ-1. Одна из старейших электростанций на Дальнем Востоке России (введена в эксплуатацию в 1935 году).

Комсомольская ТЭЦ-2 представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию (теплоэлектроцентраль) с комбинированной выработкой

электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 197,5 МВт, установленная тепловая мощность — 545 Гкал/час. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды, ТЭЦ имеет в своём составе две группы основного оборудования: с давлением 90 кгс/см<sup>2</sup> и температурой 540°С (турбоагрегаты № 5 и 6) и с давлением 130 кгс/см<sup>2</sup> и температурой 540°С (турбоагрегаты № 7 и 8). В качестве топлива используется природный газ сахалинских месторождений, а также каменный и бурый уголь различных месторождений. Основное оборудование станции включает в себя:

- Турбоагрегат № 5 мощностью 27,5 МВт, в составе турбины Т-27,5-90 с генератором ТВС-30, введён в 1963 году;
- Турбоагрегат № 6 мощностью 60 МВт, в составе турбины ПТ-60-90/13 с генератором ТВФ-60-2, введён в 1964 году;
- Турбоагрегат № 7 мощностью 50 МВт, в составе турбины Т-55-130 с генератором ТВФ-60-2, введён в 1969 году;
- Турбоагрегат № 8 мощностью 50 МВт, в составе турбины Т-55-130 с генератором ТВФ-60-2, введён в 1970 году.

Пар для турбоагрегатов вырабатывают 3 котла БКЗ-160-100Ф и 4 котла БКЗ-210-140Ф. Система технического водоснабжения прямоточная, с использованием воды из реки Амур. Выдача электроэнергии в энергосистему производится через закрытое распределительное устройство (ЗРУ) напряжением 110 кВ и открытое распределительное устройство (ОРУ) напряжением 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — Комсомольская ТЭЦ-1, 2 цепи (С-83, С-84);
- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — ПС Т (С-85);
- ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — ПС Т с отпайкой на ПС Парус (С-86);
- ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — ПС Багерная — ЭТЗ (Т-160);

- ВЛ 35 кВ Комсомольская ТЭЦ-2 — ПС ТН — ЭТЗ (Т-167).

Комсомольская ТЭЦ-3 — тепловая электростанция в городе Комсомольске-на-Амуре, Хабаровский край. Крупнейшая и самая молодая электростанция Комсомольска-на-Амуре. Входит в состав филиала «Хабаровская генерация» АО «Дальневосточная генерирующая компания» (входит в группу РусГидро).

Подстанция 500 кВ Комсомольская трансформаторной мощностью 688 МВА введена в работу в 1985 году. На подстанцию заходит линия электропередачи 500 кВ Хабаровская – Комсомольская, по которой электроэнергия, вырабатываемая Зейской и Бурейской ГЭС, поступает в центральные районы Хабаровского края.

Совгаванская ТЭЦ (ТЭЦ в г. Советская Гавань) — тепловая электростанция в г. Советская Гавань Советско-Гаванского района Хабаровского края. Одна из самых современных электростанций России, введена в эксплуатацию в 2020 году. Принадлежит ПАО «РусГидро».

Совгаванская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 126 МВт, тепловая мощность — 200 Гкал/час, проектная среднегодовая выработка электроэнергии — 630 млн кВт·ч. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. Проектное топливо — каменный уголь марки Г Ургальского месторождения. Основное оборудование станции включает в себя два турбоагрегата мощностью по 63 МВт, каждый из которых включает в себя турбину Т-63-13/0,25 и генератор ТФ-63-2УЗ. Пар для турбоагрегатов вырабатывают три котла Е-210-13,8-560. Производитель паровых турбин — Калужский турбинный завод, генераторов — предприятие «Элсиб», котлов — предприятие «Красный котельщик». Система водоснабжения — оборотная, с использованием вентиляторной градирни СВГ-324-3. Станция оборудована

электрофильтрами с эффективностью 99,6 % и дымовой трубой высотой 150 м [1]. Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытого распределительного устройства (ОРУ) напряжением 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ — ПС Окоча (2 цепи);
- ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ — ПС Ванино (2 цепи);
- ВЛ 110 кВ Совгаванская ТЭЦ — ПС Эгге.

Майская ГРЭС расположена в поселке Майский. Ее основные показатели:

1. Годовая выработка электроэнергии – 109,8 млн.кВтч;
2. Установленная мощность – 92,9 тыс.кВт;
- 3.Тепловая мощность – 15,1 Гкал/час;
  - отпуск теплоэнергии – 44,3 тыс.Гкал;
  - отпуск электроэнергии – 96,0 млн.кВтч.
4. Расход топлива:
  - дизельное топливо- 1,4 тыс.тн;
  - каменный уголь – 156,7 тыс.тн.

Оборудование будет подлежать реконструкции только после ввода новой ТЭЦ, так как оборудование Майской ГРЭС изношено, износ составляет 95%.

Общая характеристика электрических сетей района

Самую Мощную подстанцию 220/110/35/10 кВ Ванино питает Майская ГРЭС по ВЛ 35 кВ, которая находится в Ванинском районе. Энергию получают подстанции 35/10 кВ Совгаванского района от устаревшей Майской ГРЭС.

## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ВКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ АКСАКА-ТЯГОВАЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ ХАБАРОВСКОГО КРАЯ

### 2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Проект развития сети предполагает использование различных вероятностных характеристик для выбора различного оборудования и оценки уровней потерь мощности [15].

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС.

Таблица 1 – нагрузка на ПС

ПС	Лето		Зима	
	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар
Комсомольская 500 кВ	91	69,8	121	78
Селихино	15	6	21	9
Уктур	1,4	0,2	1,8	0,3
Высокогорная	9,6	0,4	13,5	0,7
Ванино	21	10,6	26,5	15,6
Аксака-тяговая	17,5	13,2	23,4	19,7

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (1)$$

$$P_{эф} = P_{ср} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

где  $P_{max}$  – максимальная мощность ПС за текущий год (определённая по ведомости КДЗ);

$k_{max}$  – коэффициент максимума, равный 1,2;

$k_{\phi}$  – коэффициент формы, равный 1,17.

Таблица 2 – значения вероятностных характеристик и коэффициентов (лето)

ПС	$P_{ср}, МВт$	$P_{эф}, МВт$	$K_{MAX}$	$K_{\phi}$
Комсомольская 500 кВ	75,83	88,72	1,2	1,17
Селихино	12,5	14,63		
Уктур	1,17	1,37		
Высокогорная	8	9,36		
Ванино	17,5	20,48		
Аксака-тяговая	14,58	17,06		

Таблица 3 – значения вероятностных характеристик и коэффициентов (зима)

ПС	$P_{ср}, МВт$	$P_{эф}, МВт$	$K_{MAX}$	$K_{\phi}$
Комсомольская 500 кВ	100,83	117,97	1,2	1,17
Селихино	17,5	20,48		
Уктур	1,5	1,76		
Высокогорная	11,25	13,16		
Ванино	22,08	25,83		
Аксака-тяговая	22	25,74		

Применим формулу сложных процентов для прогнозирования нагрузок :

$$P_{ПРОГ} = P_{БАЗ} \cdot (1 + \varepsilon)^N \quad (3)$$

где  $\varepsilon$  – прирост нагрузки,

$N$  – срок выполнения прогноза (5 лет).

Аналогично произведем расчет для реактивной нагрузки.

В соответствии с Приказом Минэнерго России от 26.02.2021 №88 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2026 годы», среднегодовой рост нагрузки за 2021 – 2026 годы для Хабаровского края составит – 1,7% [11].

Таблица 4 – Спрогнозированные нагрузки

ПС	Активная нагрузка, МВт (зима)			Активная нагрузка, МВт (лето)		
	$P_{CP}, MBm$	$P_{ЭФ}, MBm$	$P_{MAX}, MBm$	$P_{CP}, MBm$	$P_{ЭФ}, MBm$	$P_{MAX}, MBm$
1	2	3	4	5	6	7
Комсомольская	151,61	177,39	181,94	114,02	133,4	136,83
Селихино	26,31	30,8	31,58	18,8	22	22,56
Уктур	2,26	2,65	2,71	1,76	2,06	2,11
Высокогорная	16,92	19,79	20,3	12,03	14,07	14,44
Ванино	33,2	38,84	39,85	26,31	30,8	31,58
Аксака-тяговая	33,08	38,7	35,19	21,92	25,65	26,31
ПС	Реактивная нагрузка, МВар (зима)			Реактивная нагрузка, МВар (лето)		
Комсомольская	53,07	62,09	63,68	39,91	46,69	47,89
Селихино	9,21	10,78	11,05	6,58	7,7	7,89
Уктур	0,79	0,93	0,95	0,62	0,72	0,74
Высокогорная	5,92	6,93	7,12	4,21	4,93	5,05
Ванино	11,62	13,59	13,95	9,21	10,78	11,05
Аксака-тяговая	11,58	13,55	12,32	7,67	8,98	9,21

## 2.2 Компенсация реактивной мощности

В соответствии с приказом №893 от 11 декабря 2006 года: «отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей».

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения, поэтому предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,4. Для расчетов нам необходимо сравнить этот коэффициент с заданным и выбрать наименьший [11].

Определяем требуемую нормируемую мощность некомпенсирующих устройств на каждой подстанции:

$$Q_n = P \cdot \operatorname{tg} \varphi_n \quad (4)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_n = 0,4$

Затем определяем требуемую мощность некомпенсирующих устройств на каждой подстанции:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - Q_n \quad (5)$$

Рассчитаем мощности для всех подстанций, как для зимнего, так и летнего максимумов.

Результаты расчетов занесем в таблицу 5.

Таблица 5 - Компенсация реактивной мощности

ПС	Зима		Лето	
	$Q_{неск}$	Тип КУ	$Q_{неск}$	Тип КУ
Комсомольская	-9,1	Не требуется	-6,84	Не требуется
Селихино	-1,58	Не требуется	-1,13	Не требуется
Уктур	-0,13	Не требуется	-0,1	Не требуется
Высокогорная	-1	Не требуется	-0,73	Не требуется
Ванино	-1,99	Не требуется	-1,58	Не требуется
Аксака-тяговая	-1,756	Не требуется	-1,31	Не требуется

После расчета видно, что на подстанции не требуется установка компенсирующих устройств.

### 2.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70-80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух. Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению 6 [16]:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot K_3}, \quad (6)$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным  $K_3 = 0,7$ ;

$N$  – количество трансформаторов,

P – суммарная активная мощность, МВт,

Q – суммарная реактивная мощность, МВар.

Рассчитываем мощность трансформаторов по формуле .

$$S_{mp.p} = \frac{\sqrt{35,19^2 + 12,32^2}}{2 \cdot 0,7} = 26,63 \text{ МВА}$$

Рассмотрим возможность применения современных силовых трансформаторов с пониженными значениями потерей ХХ.

Силовые трансформаторы с сердечником из аморфных сплавов выпускают с максимальной мощностью до 1 МВА. Следовательно, такой тип трансформаторов нам не подходит.

АО УЭТМ выпускает трансформаторы ТДТНЖ-40000/220/27.5/10. Трехфазный трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой на стороне ВН, для электрифицированных железных дорог [24].

Таблица 6 – Параметры трансформатора

Марка	Номинальная мощность, кВА	Схема и группа соединения обмоток	Напряжение обмотки, кВ	
			ВН	НН
ТДТНЖ-40000/220/27.5/10.	40000	Y <sub>H</sub> /D-11	230	11

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

В нормальном режиме.

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot S_{НОМ}} \quad (7)$$

$$K_{3,НОРМ} = \frac{\sqrt{35,19^2 + 12,32^2}}{2 \cdot 40} = 0,47.$$

Выбранный автотрансформатор проходит по коэффициенту загрузки.

### 3 РАЗРАБОТКА ОДНОЛИНЕЙНЫХ СХЕМ РУ ВН, СН И НН ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанций, так как он определяет состав элементов и связей между ними[5].

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- обеспечить наглядность и экономичность;
- обеспечить возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ;
- удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и т.д.

Возможные варианты подключения ПС Аксака-тяговая.

- а) Отпайка от линии ПС Селихино - ПС Высокогорная ;
- б) В рассечку линии ПС Уктур - ПС Высокогорная;

Далее необходимо выбрать несколько наиболее оптимальных вариантов, из которых определить лучший на основании расчета экономической эффективности с учётом фактора надёжности.

Для варианта №1 выберем схему РУ ВН 4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

Для данного варианта возможно применение других схем, таких как: 5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со

стороны линий, 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов, но данные схемы требуют больших капиталовложений и требуют дополнительных обоснований.

Поскольку к двухцепной линии допускается подключение до 5 ПС, то подключение ПС Аксака-тяговая к отпайки от линии ПС Высокогорная – ПС Ванино является допустимым вариантов.

При рассмотрении варианта подключения ПС Аксака-тяговая в расщелку линии, рассмотрим два РУ ВН, которые можно применить.

Для подключения второго варианта можно применить схему распределительного устройства 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

Сравним варианты № 1, 2 по длине линий и количеству выключателей.

Таблица 7 – Сравнение вариантов

Вариант		Длина линии, км	Количество выключателей
№1	РУ ВН 4Н – Два блока	2x1	2
№2	РУ ВН 5АН – Мостик	2x1	3

Из представленных вариантов подключения ПС Аксака-тяговая к действующей сети является вариант №1 – Отпайка от линии ПС Высокогорная – ПС Ванино I и II цепь и варианта №2 – В расщелку линии ПС Высокогорная – ПС Ванино I цепь, примем данные варианты для дальнейшей разработки.

### **3.1 Выбор сечения линий электропередачи**

Произведем выбор сечения для Варианта №1 ПС Высокогорная – ПС Ванино I и II цепь.

На действующей линии ПС Высокогорная – ПС Ванино подвешен провод марки – АС-300.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях.

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нескi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}; \quad (8)$$

где  $P_{max}$ ,  $Q_{неск}$  – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей;

$n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети.

Расчетный ток, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (9)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

Рассчитаем максимальный ток на головном участке:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{35,19^2 + 12,32^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 49 A$$

Расчетный ток:

$$I_P = 49 \cdot 1,05 \cdot 1 = 51,45 A$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (II) выбираем провод марки АС-300 [1].

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АС-300 длительный допустимый ток равен 605 А.

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{maxi} = I_{maxi} = \frac{\sqrt{35,19^2 + 12,32^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 98A$$

Одна линия способна выдержать нагрузку проектируемой подстанции Аксака-тяговая.

## 4 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 4.1. Выбор эквивалента сети для расчета

Так как планируется увеличение передаваемой мощности в Ванинском районе, необходимо оценить, как данное воздействие повлияет на часть Хабаровской энергосистемы.

Необходимо проверить загруженность линий. Оценить уровни напряжения на проходных ПС.

Эквивалентом сети для расчета режима принимается участок Хабаровской энергосистемы, включающий в себя ПС Комсомольская, ПС Селихо, ПС Уктур, ПС Высокогорная, ПС Ванин.

### 4.2. Выбор и характеристика ПВК для расчета режима

Программно-вычислительный комплекс RastrWin3 предназначен с целью решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями этого комплекса являются: Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты [13].

С помощью данного программно-вычислительный комплекс можно производить:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;

- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН;
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров [13].

### **4.3 Расчет электрических режимов**

Используя приведенные выше исходные данные, а так же максимальную нагрузку в зимний период, проведем расчет максимального режима с помощью выбранного ПВК. Для начала рассмотрим электрический режим для варианта №1 с подключением подстанции Аксака-тяговая.

В таблице 8 приведены результаты расчета режима. В них отображена информация о напряжении в узлах.

Таблица 8 –Узлы, расчет в ПВК

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V
База	1	ПС Комсомольская	500	101	79,8	198,4	267,8	504	-100	100	653	504
Нагр	2	н.т Ат-1 500	500									502,75
Нагр	3	сн 220	220									221,18
Нагр	4	нн	10	30	15							10,01
Нагр	5	н.т Ат- 2 220	220									213,42
Нагр	6	сн 110	110									106,73
Нагр	7	нн Ат- 2	10	30	12,5							10,15
Нагр	8	н.т Ат- 3 220	220									216,26
Нагр	9	нн Ат- 3	10	30	12,5							10,32
Нагр	10	ПС Селихино	220									222,33
Нагр	11	н.т Ат-1	220									211,82
Нагр	12	сн 110	110									105,86
Нагр	13	нн	10	16	6							10,35
Нагр	14	н.т т-2	110									97,36
Нагр	15	сн т-2	35									30,96
Нагр	16	нн т-2	10	16	6							10,13
Нагр	17	ПС Уктур	220									224,78
Нагр	18	н.т	220									224,11
Нагр	19	сн	35									35,63
Нагр	20	нн	10	2,7	1							10,07
Нагр	21	ПС Высокогорная	220									226,09
Нагр	22	нт т-1	220									225,08
Нагр	23	сн т-1	35									36,01
Нагр	24	нн т-1	10	10,2	3,6							10,09
Нагр	25	нт т-2	220									225,08

Продолжение таблицы 8 - Узлы, расчет в ПВК

Нагр	26	сн т-2	35									36,01
Нагр	27	нн т-2	10	10,2	3,6							10,09
Нагр	28	Пс Ванино	220									229,16
Нагр	29	н.т Ат-1	220									226,81
Нагр	30	сн 110	110									113,47
Нагр	31	нн Ат-1	10	10	5							10,67
Нагр	32	н.т Ат-2	220									226,81
Нагр	33	нн Ат-2	10	10	5							10,67
Нагр	34	нт т-1	110									112,57
Нагр	35	сн т-1	35									35,8
Нагр	36	нн т-1	10	10	2,3							10,07
Нагр	37	нт т-2	110									112,57
Нагр	38	сн т-2	35									35,8
Нагр	39	нн т-2	10	10	2,3							10,07
Нагр	40	Пс Аксака-тяговая	220									225,54
Нагр	41	н.т 1	220									224,49
Нагр	42	сн 1	28	17,6	6,1							28,5
Нагр	43	нн 1	10									10,1
Нагр	44	н.т 2	220									224,49
Нагр	45	сн 2	28	17,6	6,1							28,05
Нагр	46	нн 2	10									10,1
Нагр	47	отп 1	220									225,58
Нагр	48	отп 2	220									225,54
Нагр	49	Тэц	110									116,17
Ген	50	нн1	10	50	65	115	71,8	10,5	-100	100		10,5
Ген	51	нн2	10	50	65	115	71,9	10,5	-100	100		10,5

Таблица 9 –Ветви, расчет в ПВК

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	N_анц	БД_анц
Тр-р	1	2	ПС Комсомольская - н.т Ат-1 500	0,53	28,75	0,9	6	1		
Тр-р	2	3	н.т Ат-1 500 - сн 220	0,53				0,44		
Тр-р	2	4	н.т Ат-1 500 - нн	26,26	28,75			0,02		
Тр-р	3	5	сн 220 - н.т Ат- 2 220	1,43	111,68	0,8	6	1		
Тр-р	5	6	н.т Ат- 2 220 - сн 110	1,43				0,5		
Тр-р	8	6	н.т Ат- 3 220 - сн 110	6,45	131,19			0,5		
Тр-р	5	7	н.т Ат- 2 220 - нн Ат- 2	9,03	203,2			0,052	2	1
Тр-р	3	8	сн 220 - н.т Ат- 3 220	0,52	59,25	1,2	11,8	1		
Тр-р	8	9	н.т Ат- 3 220 - нн Ат- 3	0,52				0,048	6	1
ЛЭП	3	10	сн 220 - ПС Селихино	5,46	23,19		-153,4			
ЛЭП	3	10	сн 220 - ПС Селихино	5,46	23,19		-153,4			
Тр-р	10	11	ПС Селихино - н.т Ат-1	1,43	111,68	0,8	6	1		
Тр-р	11	12	н.т Ат-1 - сн 110	1,43				0,5		
Тр-р	11	13	н.т Ат-1 - нн	9,03	203,2			0,051	3	1
Тр-р	12	14	сн 110 - н.т т-2	2,58	88,86	1,7	12,1	1		
Тр-р	14	15	н.т т-2 - сн т-2	2,58				0,318		
Тр-р	14	16	н.т т-2 - нн т-2	4,13	51,66			0,109	1	2
ЛЭП	10	17	ПС Селихино - ПС Уктур	7,27	30,89		-204,3			
Тр-р	17	18	ПС Уктур - н.т	5,3	142,17	1,3	8,3	1		
Тр-р	18	19	н.т - сн	5				0,159		
Тр-р	18	20	н.т - нн	5,3	82,66			0,045		
ЛЭП	48	21	отп 2 - ПС Высокогорная	3,24	13,76		-91			
Тр-р	21	22	ПС Высокогорная - нт т-1	1,48	56,87	2,3	13,2	1		
Тр-р	22	23	нт т-1 - сн т-1	1,48				0,16		
Тр-р	22	24	нт т-1 - нн т-1	3,7	35,71			0,045		

Продолжение таблицы 9 - Ветви, расчет в ПВК

Тр-р	21	25	ПС Высокогорная - нт т-2	1,48	56,87	2,3	13,2	1		
Тр-р	25	26	нт т-2 - сн т-2	1,48				0,16		
Тр-р	25	27	нт т-2 - нн т-2	3,7	35,71			0,045		
ЛЭП	21	28	ПС Высокогорная - Пс Ванино	18,8	82,28		-506,4			
ЛЭП	47	28	отп 1 - Пс Ванино	16,44	68,26		-451,8			
Тр-р	28	29	Пс Ванино - н.т Ат-1	0,52	59,25	1,2	11,8	1		
Тр-р	29	30	н.т Ат-1 - сн 110	0,52				0,5		
Тр-р	32	30	н.т Ат-2 - сн 110	0,52				0,5		
Тр-р	29	31	н.т Ат-1 - нн Ат-1	6,45	131,19			0,048	6	3
Тр-р	28	32	Пс Ванино - н.т Ат-2	0,52	59,25	1,2	11,8	1		
Тр-р	32	33	н.т Ат-2 - нн Ат-2	6,45	131,19			0,048	6	3
Тр-р	30	34	сн 110 - нт т-1	0,83	35,54	3,2	18,2	1		
Тр-р	34	35	нт т-1 - сн т-1	0,83				0,318		
Тр-р	34	36	нт т-1 - нн т-1	3,31	20,66			0,09		
Тр-р	30	37	сн 110 - нт т-2	0,83	35,54	3,2	18,2	1		
Тр-р	37	38	нт т-2 - сн т-2	0,83				0,318		
Тр-р	37	39	нт т-2 - нн т-2	3,31	20,66			0,09		
ЛЭП	47	40	отп 1 - Пс Аксака-тяговая	0,1	0,4		-2,6			
ЛЭП	48	40	отп 2 - Пс Аксака-тяговая	0,1	0,4		-2,6			
Тр-р	40	41	Пс Аксака-тяговая - н.т 1	0,83	35,54	4,8	24,2	1		
Тр-р	41	42	н.т 1 - сн 1	0,83				0,127		
Тр-р	41	43	н.т 1 - нн 1	3,31	20,66			0,045		
Тр-р	40	44	Пс Аксака-тяговая - н.т 2	0,83	35,54	4,8	24,2	1		
Тр-р	44	45	н.т 2 - сн 2	0,83				0,125		
Тр-р	44	46	н.т 2 - нн 2	3,31	20,66			0,045		
ЛЭП	10	47	ПС Селихино - отп 1	16,44	68,26		-451,8			

Продолжение таблицы 9 - Ветви, расчет в ПВК

ЛЭП	17	48	ПС Уктур - отп 2	3,24	13,76		-91			
ЛЭП	30	49	сн 110 - Тэц	4,44	14,99		-104			
ЛЭП	30	49	сн 110 - Тэц	4,44	14,99		-104			
Тр-р	49	50	Тэц - нн1	0,18	8,33	13,5	66	0,09		
Тр-р	49	51	Тэц - нн2	0,18	8,33	13,5	66	0,09		

Таблица 10 - Трансформаторы, расчет в ПВК

Марка	Тип	S_ном	N_B	N_C	N_H	N_0	U_B	U_C	U_H
АТДЦТН-500000/500/220/20	АТ	500	1	3	4	2	500	230	20
"АТДЦТН-63000/220-230/121/11"	АТ	63	3	6	7	5	230	121	11
"АТДЦТН-125000/220-230/121/11"	АТ	125	3	6	9	8	230	121	11
"АТДЦТН-63000/220-230/121/11"	АТ	63	10	12	13	11	230	121	11
"ТДТН-16000/110-115/38,5/6,6"	3х-обм	16	12	15	16	14	115	38	6,6
"ТДТН-10000/110-115/38,5/11"	3х-обм	10	17	19	20	18	115	38	11
"ТДТНЖ-40000/220-230/38,5/11"	3х-обм	40	40	42	43	41	230	28	11
"ТДТНЖ-40000/220-230/38,5/11"	3х-обм	40	40	45	46	44	230	28	11
"ТДТН-25000/220-230/38,5/11"	3х-обм	25	21	23	24	22	230	38	11
"ТДТН-25000/220-230/38,5/11"	3х-обм	25	21	26	27	25	230	38	11
"АТДЦТН-125000/220-230/121/11"	АТ	125	28	30	31	29	230	121	11
"АТДЦТН-125000/220-230/121/11"	АТ	125	28	30	33	32	230	121	11
"ТДТН-40000/110-115/38,5/11-А"	3х-обм	40	30	35	36	34	115	38	11
"ТДТН-40000/110-115/38,5/11-А"	3х-обм	40	30	38	39	37	115	38	11

Таблица 11 - Анцапфы

N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	АТДЦТН	%	+	РПН	ВН	220	10,5	6	-2	6	2
2	ТДТН	%	+	РПН	СН	110	10,5	9	-1,78	9	1,78
3	АТДЦТН	%	+	РПН	СН	220	10,5	6	-2	6	2

Таблица 12 - Потери, расчет в ПВК

N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_лЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_лЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_лЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		5,42	4,00	2,93	1,07	1,42	0,00	1,42	

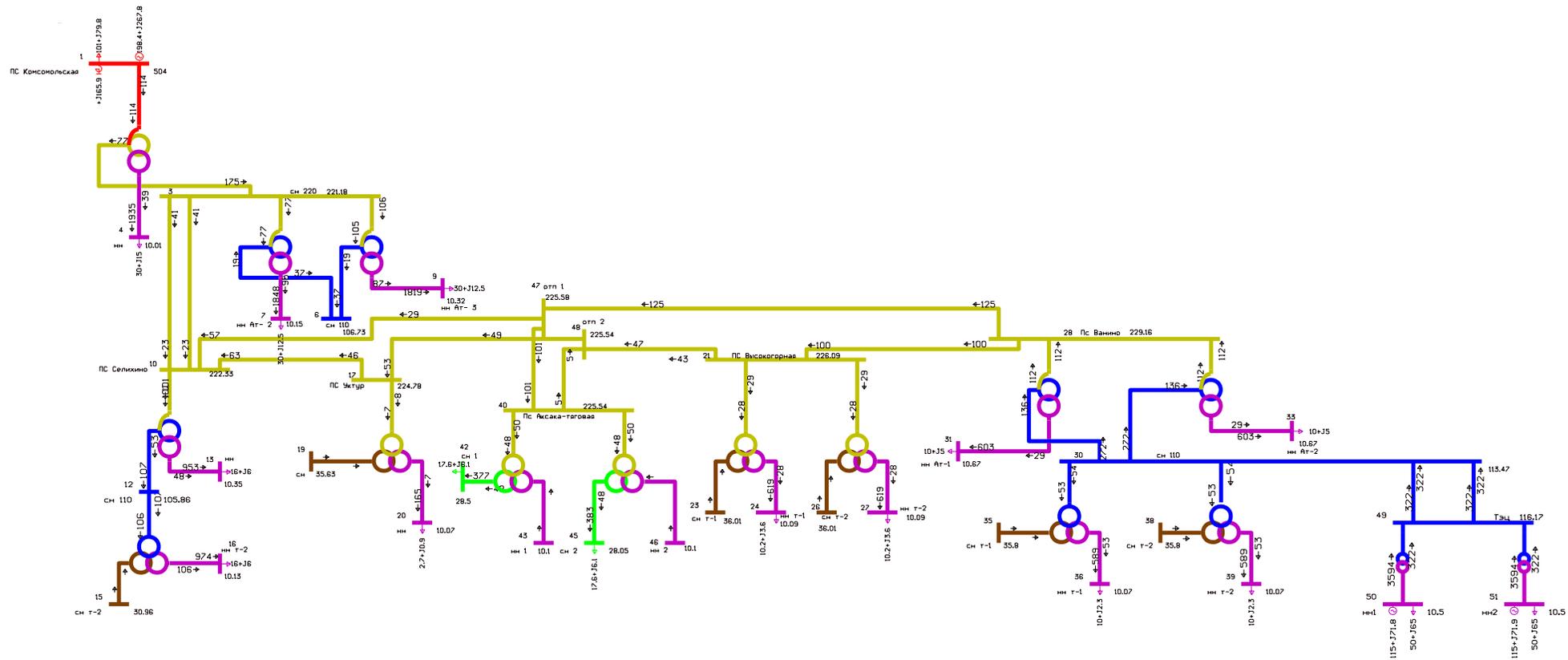


Рисунок 1– Схема режима рассматриваемого участка сети

Теперь рассмотрим электрический режим для варианта №2 с подключением подстанции Аксака-тяговая.

Таблица 13 –Узлы, расчет в ПВК

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V
База	1	ПС Комсомольская	500	91	69,8	241,9	248,2	504	-100	100	653	504
Нагр	2	н.т Ат-1 500	500									503,29
Нагр	3	сн 220	220									221,39
Нагр	4	нн	10	30	15							10,02
Нагр	5	н.т Ат- 2 220	220									213,65
Нагр	6	сн 110	110									106,84
Нагр	7	нн Ат- 2	10	30	12,5							10,17
Нагр	8	н.т Ат- 3 220	220									216,48
Нагр	9	нн Ат- 3	10	30	12,5							10,33
Нагр	10	ПС Селихино	220									222,49
Нагр	11	н.т Ат-1	220									212
Нагр	12	сн 110	110									105,94
Нагр	13	нн	10	16	6							10,16
Нагр	14	н.т т-2	110									97,46
Нагр	15	сн т-2	35									30,99
Нагр	16	нн т-2	10	16	6							10,15
Нагр	17	ПС Уктур	220									223,02
Нагр	18	н.т	220									222,3
Нагр	19	сн	35									35,57
Нагр	20	нн	10	2,7	1							10,1
Нагр	21	ПС Высокогорная	220									224,08
Нагр	22	нт т-1	220									223,06
Нагр	23	сн т-1	35									35,69
Нагр	24	нн т-1	10	10,2	3,6							10

Продолжение таблицы 13 - Узлы, расчет в ПВК

Нагр	25	нт т-2	220									223,06
Нагр	26	сн т-2	35									35,69
Нагр	27	нн т-2	10	10,2	3,6							10
Нагр	28	Пс Ванино	220									230,47
Нагр	29	н.т Ат-1	220									229,02
Нагр	30	сн 110	110									114,54
Нагр	31	нн Ат-1	10	10	5							10,16
Нагр	32	н.т Ат-2	220									229,02
Нагр	33	нн Ат-2	10	10	5							10,16
Нагр	34	нт т-1	110									113,65
Нагр	35	сн т-1	35									36,14
Нагр	36	нн т-1	10	10	2,3							10,16
Нагр	37	нт т-2	110									113,65
Нагр	38	сн т-2	35									36,14
Нагр	39	нн т-2	10	10	2,3							10,16
Нагр	40	Пс Аксака-тяговая	220									222,96
Нагр	41	н.т 1	220									221,9
Нагр	42	сн 1	28	17,6	6,1							27,73
Нагр	43	нн 1	10									10,12
Нагр	44	н.т 2	220									221,9
Нагр	45	сн 2	28	17,6	6,1							27,73
Нагр	46	нн 2	10									10,13
Нагр	47	ТЭЦ	110									116,31
Ген	48	нн 1	10	53	65	90	69,6	10,5	-100	100		10,5
Ген	49	нн 2	10	53	65	90	69,6	10,5	-100	100		10,5

Таблица 14 –Ветви, расчет в ПВК

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	N_анц	БД_анц
Тр-р	1	2	ПС Комсомольская - н.т Ат-1 500	0,53	28,75	0,9	6	1		
Тр-р	2	3	н.т Ат-1 500 - сн 220	0,53				0,44		
Тр-р	2	4	н.т Ат-1 500 - нн	26,26	28,75			0,02		
Тр-р	3	5	сн 220 - н.т Ат- 2 220	1,43	111,68	0,8	6	1		
Тр-р	5	6	н.т Ат- 2 220 - сн 110	1,43				0,5		
Тр-р	5	7	н.т Ат- 2 220 - нн Ат- 2	9,03	203,2			0,052	2	1
Тр-р	3	8	сн 220 - н.т Ат- 3 220	0,52	59,25	1,2	11,8	1		
Тр-р	8	9	н.т Ат- 3 220 - нн Ат- 3	0,52				0,048	6	1
Тр-р	8	6	н.т Ат- 3 220 - сн 110	6,45	131,19			0,5		
ЛЭП	3	10	сн 220 - ПС Селихино	5,46	23,19		-153,4			
ЛЭП	3	10	сн 220 - ПС Селихино	5,46	23,19		-153,4			
Тр-р	10	11	ПС Селихино - н.т Ат-1	1,43	111,68	0,8	6	1		
Тр-р	11	12	н.т Ат-1 - сн 110	1,43				0,5		
Тр-р	12	14	сн 110 - н.т т-2	2,58	88,86	1,7	12,1	1		
Тр-р	14	15	н.т т-2 - сн т-2	2,58				0,318		
Тр-р	14	16	н.т т-2 - нн т-2	4,13	51,66			0,109	1	2
ЛЭП	10	17	ПС Селихино - ПС Уктур	7,27	30,89		-204,3			
Тр-р	17	18	ПС Уктур - н.т	5,3	142,17	1,3	8,3	1		
Тр-р	18	19	н.т - сн	5,3				0,16		
Тр-р	21	22	ПС Высокогорная - нт т-1	1,48	56,87	2,3	13,2	1		
Тр-р	22	23	нт т-1 - сн т-1	1,48				0,16		
Тр-р	22	24	нт т-1 - нн т-1	3,7	35,71			0,045		
Тр-р	21	25	ПС Высокогорная - нт т-2	1,48	56,87	2,3	13,2	1		
Тр-р	25	26	нт т-2 - сн т-2	1,48				0,16		
Тр-р	25	27	нт т-2 - нн т-2	3,7	35,71			0,045		

Продолжение таблицы 14 - Ветви, расчет в ПВК

ЛЭП	21	28	ПС Высокогорная - Пс Ванино	18,8	82,28		-506,4			
Тр-р	28	29	Пс Ванино - н.т Ат-1	0,52	59,25	1,2	11,8	1		
Тр-р	29	30	н.т Ат-1 - сн 110	0,52				0,5		
Тр-р	28	32	Пс Ванино - н.т Ат-2	0,52	59,25	1,2	11,8	1		
Тр-р	30	34	сн 110 - нт т-1	0,83	35,54	3,2	18,2	1		
Тр-р	34	35	нт т-1 - сн т-1	0,83				0,318		
Тр-р	34	36	нт т-1 - нн т-1	3,31	20,66			0,09		
Тр-р	30	37	сн 110 - нт т-2	0,83	35,54	3,2	18,2	1		
Тр-р	37	38	нт т-2 - сн т-2	0,83				0,318		
Тр-р	37	39	нт т-2 - нн т-2	3,31	20,66			0,09		
Тр-р	32	30	н.т Ат-2 - сн 110	0,52				0,5		
ЛЭП	17	40	ПС Уктур - Пс Аксака-тяговая	3,25	13,76		-91			
ЛЭП	40	21	Пс Аксака-тяговая - ПС Высокогорная	3,25	13,76		-91			
Тр-р	40	41	Пс Аксака-тяговая - н.т 1	0,83	35,54	4,8	24,2	1		
Тр-р	41	42	н.т 1 - сн 1	0,83				0,125		
Тр-р	40	44	Пс Аксака-тяговая - н.т 2	0,83	35,54	4,8	24,2	1		
Тр-р	44	45	н.т 2 - сн 2	0,83				0,125		
ЛЭП	10	28	ПС Селихино - Пс Ванино	32,88	136,52		-903,7			
Тр-р	41	43	н.т 1 - нн 1	3,31	20,66			0,045		
Тр-р	44	46	н.т 2 - нн 2	3,31	20,66			0,045		
ЛЭП	30	47	сн 110 - ТЭЦ	4,44	14,99		-104			
ЛЭП	30	47	сн 110 - ТЭЦ	4,44	14,99		-104			
Тр-р	47	48	ТЭЦ - нн 1	0,18	8,33	13,5	66	0,09		
Тр-р	47	49	ТЭЦ - нн 2	0,18	8,33	13,5	66	0,09		
Тр-р	11	13	н.т Ат-1 - нн	9,03	203,2			0,05	4	1
Тр-р	18	20	н.т - нн	5,3	82,66			0,045		

Продолжение таблицы 14 - Ветви, расчет в ПВК

Гр-р	29	31	н.т Ат-1 - нн Ат-1	6,45	131,19			0,045		
Гр-р	32	33	н.т Ат-2 - нн Ат-2	6,45	131,19			0,045		

Таблица 15 - Трансформаторы, расчет в ПВК

Марка	Тип	S_ном	N_B	N_C	N_H	N_0	U_B	U_C	U_H
АТДЦТН-500000/500/220/20	АТ	500	1	3	4	2	500	230	20
"АТДЦТН-63000/220-230/121/11"	АТ	63	3	6	7	5	230	121	11
"АТДЦТН-125000/220-230/121/11"	АТ	125	3	6	9	8	230	121	11
"АТДЦТН-63000/220-230/121/11"	АТ	63	10	12	13	11	230	121	11
"ТДТН-16000/110-115/38,5/6,6"	3х-обм	16	12	15	16	14	115	38	6,6
"ТДТН-10000/110-115/38,5/11"	3х-обм	10	17	19	20	18	115	38	11
"ТДТНЖ-40000/220-230/38,5/11"	3х-обм	40	40	42	43	41	230	28	11
"ТДТНЖ-40000/220-230/38,5/11"	3х-обм	40	40	45	46	44	230	28	11
"ТДТН-25000/220-230/38,5/11"	3х-обм	25	21	23	24	22	230	38	11
"ТДТН-25000/220-230/38,5/11"	3х-обм	25	21	26	27	25	230	38	11
"АТДЦТН-125000/220-230/121/11"	АТ	125	28	30	31	29	230	121	11
"АТДЦТН-125000/220-230/121/11"	АТ	125	28	30	33	32	230	121	11
"ТДТН-40000/110-115/38,5/11-А"	3х-обм	40	30	35	36	34	115	38	11
"ТДТН-40000/110-115/38,5/11-А"	3х-обм	40	30	38	39	37	115	38	11

Таблица 16 - Анцапфы

N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	АТДЦТН	%	+	РПН	ВН	220	10,5	6	-2	6	2
2	ТДТН	%	+	РПН	СН	110	10,5	9	-1,78	9	1,78
3	АТДЦТН	%	+	РПН	СН	220	10,5	6	-2	6	2

Таблица 17 - Потери, расчет в ПВК

N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		5,42	4,00	2,93	1,07	1,42	0,00	1,42	

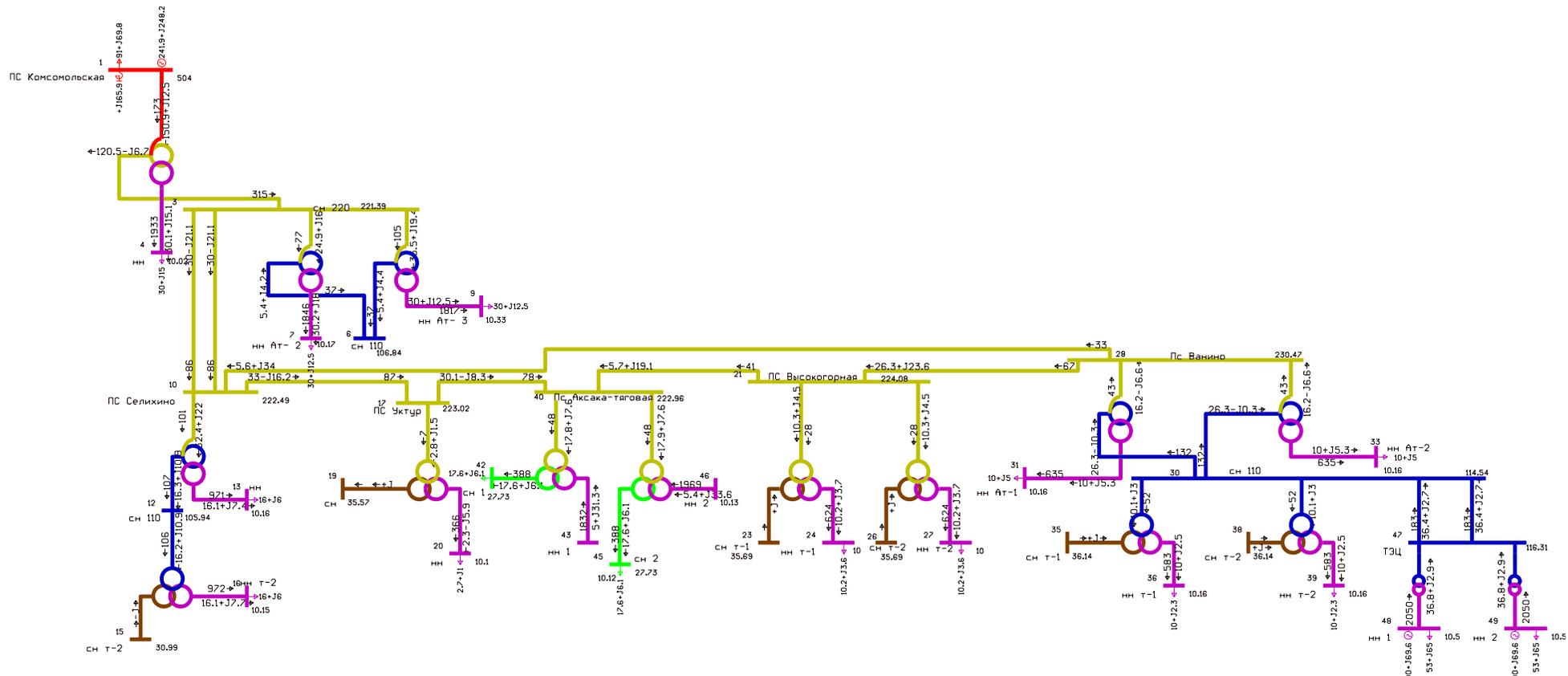


Рисунок 2 – Схема режима рассматриваемого участка сети

В данном разделе был произведен расчет рассматриваемого участка сети, напряжение отрегулировано с помощью анцапфы, длительно- допустимый ток не выходит за пределы.

Так же был произведен расчет послеаварийного режима рассматриваемого участка сети, напряжение не требует дополнительной регулировки, длительно – допустимый ток не выходит за пределы.

Подробный расчет приведён в Приложении Г.

#### **4.4 Управление потоками реактивной мощности и регулирование напряжения в сети**

Напряжение в узлах сети постоянно меняется из-за изменения нагрузки, режима работы источников питания, схемы сети.

Регулированием напряжения называется процесс изменения напряжения в характерных точках сети с помощью специальных технических средств. Способы регулирования напряжения возникли с возникновением электрических сетей. Их развитие происходило от низших уровней управления к высшим. Сначала использовалось регулирование напряжения в центрах питания распределительных сетей и непосредственно у потребителей и на энергоблоках электростанций.

Регулирование напряжения в ЭЭС можно осуществлять, изменяя:

- а) напряжение генераторов электростанций;
- б) коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов;
- в) параметры питающей сети;
- г) величину реактивной мощности, протекающей по сети.

Применением перечисленных способов обеспечивается централизованное регулирование напряжения, однако последние три из них могут быть применены и для местного регулирования.

Регулирование напряжения на электростанциях.

На электростанциях регулирование напряжения производится на генераторах и повышающих трансформаторах. Изменение напряжения генераторов возможно за счет регулирования тока возбуждения. Не меняя активную мощность генератора напряжение можно изменять в пределах  $\pm 5\%$ . Повышение напряжения на 5 % сверх номинального сопровождается

увеличением потерь в стали и повышением ее нагрева. При снижении напряжения до 0,95  $U_{ном}$  номинальный ток статора возрастает на 5 % и соответственно увеличивается нагрев обмотки.

На каждой ступени трансформации теряется приблизительно 5-10 % напряжения. Поэтому регулировочного диапазона генераторов явно недостаточно, чтобы поддерживать необходимый уровень напряжения в сети. Кроме того, трудно согласовать требования к регулированию напряжения у близких и удаленных электроприемников. Поэтому генераторы электростанций являются вспомогательным средством регулирования напряжения. Как единственное средство регулирования генераторы применяются только для простейшей системы: электростанция – нераспределенная нагрузка. В этом случае на шинах электростанций осуществляется встречное регулирование напряжения. Изменением тока возбуждения повышают напряжение в часы максимальной нагрузки и снижают в период минимальной нагрузки.

Изменение напряжения на шинах генератора или электрической станции возможно путём задания напряжения в генераторном узле, заданном моделью  $P, U = \text{const}$ .

Регулирование напряжения на понижающих подстанциях .

Для регулирования напряжения трансформаторами подстанций предусмотрена возможность изменять коэффициент трансформации в пределах 10 – 20 %. По конструктивному исполнению различают два типа переключающих устройств:

- с регулированием без возбуждения (ПБВ), то есть для изменения коэффициента трансформации трансформатор отключают от сети;
- с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Устройство РПН дороже устройства ПБВ. Стоимость устройства мало зависит от мощности трансформатора. Поэтому относительное удорожание трансформатора с РПН будет значительно большим для трансформаторов меньшей мощности. В связи с этим трансформаторы напряжением 6 – 20 кВ

большей частью выполняются с ПБВ, а трансформаторы напряжением выше 35 кВ с РПН.

Устройство РПН, как правило, устанавливают на обмотке высшего напряжения по следующим причинам:

- на стороне высшего напряжения меньшие токи, поэтому устройство имеет меньшие габариты;
- обмотка высшего напряжения имеет большее количество витков, поэтому точность регулирования выше;
- по конструктивному исполнению обмотка высшего напряжения является наружной (магнитопровод – обмотка низшего напряжения – обмотка высшего напряжения). Поэтому ревизию устройства РПН выполнять проще;
- устройство РПН располагают в нейтрали высшей обмотки. Обмотки высшего напряжения соединяются в звезду, а обмотки низшего напряжения соединяются в треугольник. Трехфазное регулирование проще выполнить на обмотках, соединенных в звезду.

Необходимые уровни напряжения в сети не всегда можно обеспечить с помощью только одних трансформаторов и АТ со встроенным регулированием напряжения. В тех случаях, когда электроснабжение осуществляется одновременно от обмоток АТ СН и НН, бывает необходимо осуществлять регулирование напряжения в сетях обоих напряжений. Для этой цели служат линейные регулировочные трансформаторы. Их установка также позволяет осуществить регулирование без замены ранее установленных нерегулируемых трансформаторов.

Устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах напряжением 3-20 кВ электростанций и подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105 % номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей. Отклонения от указанных уровней напряжения должны быть обоснованы.

Если диапазона регулирования трансформаторов не хватает регулирование напряжение может быть выполнено с помощью КРМ.

Устройства компенсации реактивной мощности.

Устройства компенсации реактивной мощности предназначены для выполнения задачи обеспечения качества электрической энергии по напряжению путем поддержания заданных уровней напряжения в контрольных точках сети. В определенных случаях, особенно для межсистемных и системообразующих связей, при дальнем транспорте электроэнергии к этим устройствам предъявляются также требования в отношении обеспечения заданных пределов статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем, устойчивости нагрузки.

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания нужен для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики [7].

Основные допущения при расчетах токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

Согласно [15] в электроустановках выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, а также токопроводов. Активное сопротивление следует учитывать только для ВЛ с проводами малых сечений и стальными проводами, а также для протяженных кабельных сетей малых сечений с большим активным сопротивлением.

Расчет сопротивлений прямой последовательности.

*Генератор:*

$$X_G = X''_{дном} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{Гном}} \text{ Ом} \quad (11)$$

Это сопротивление считается подключенным к источнику с  $E_T = 1$ .

*Трансформаторы.*

Трёхобмоточный трансформатор:

$$X_T = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ТНОМ}} \text{ Ом} \quad (12)$$

*Автотрансформатор*

$$X_{АТВ} = \frac{0,5 \cdot (U_{K_{B-C}} + U_{K_{B-H}} - U_{K_{C-H}})}{100} \cdot \frac{U_{номВН}^2}{S_{ТНОМ}} \text{ Ом} \quad (13)$$

$$X_{АТС} = \frac{0,5 \cdot (U_{K_{B-C}} + U_{K_{C-H}} - U_{K_{B-H}})}{100} \cdot \frac{U_{номВН}^2}{S_{ТНОМ}} \text{ Ом} \quad (14)$$

$$X_{АТН} = \frac{0,5 \cdot (U_{K_{B-H}} + U_{K_{C-H}} - U_{K_{B-C}})}{100} \cdot \frac{U_{номВН}^2}{S_{ТНОМ}} \text{ Ом} \quad (15)$$

*Система.*

$$X_C = \frac{U_{ном}^2}{S_{КЗ}} \text{ Ом} \quad (16)$$

Это сопротивление считается подключенным к источнику с  $E_C = 1,13$ .

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_{л} = x_o \cdot l \quad (17)$$

Среднее значение отношения  $X_0/X_1$  для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, следовательно сопротивление линии для нахождения однофазного тока необходимо умножить на 3.

$$x_{н.н} = 3 \cdot x_0 \cdot l \quad (18)$$

Генератор:

$$X_G = X''_{дном} \cdot 1,22 \text{ Ом} \quad (19)$$

Расчет ТКЗ произведен в ПВК RastrWin3.

Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3.

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – Δ. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Для начала рассчитаем токи короткого замыкания для варианта подключения № 1- с помощью отпайки.

Таблица 18 – Узлы/Несим/ИД

Тип0	Номер	Название	U_ном
зак	1	ПС Комсомольская	500
зак	2	н.т Ат-1 500	500
зак	3	сн 220	220
у	4	нн	10
зак	5	н.т Ат- 2 220	220
зак	6	сн 110	110
у	7	нн Ат- 2	10
зак	8	н.т Ат- 3 220	220
у	9	нн Ат- 3	10

Продолжение таблица 18 – Узлы/Несим/ИД

зак	10	ПС Селихино	220
зак	11	н.т Ат-1	220
зак	12	сн 110	110
у	13	нн	10
у	14	н.т т-2	110
у	15	сн т-2	35
у	16	нн т-2	10
зак	17	ПС Уктур	220
зак	18	н.т	220
у	19	сн	35
у	20	нн	10
зак	21	ПС Высокогорная	220
зак	22	нт т-1	220
у	23	сн т-1	35
у	24	нн т-1	10
зак	25	нт т-2	220
у	26	сн т-2	35
у	27	нн т-2	10
зак	28	Пс Ванино	220
зак	29	н.т Ат-1	220
зак	30	сн 110	110
у	31	нн Ат-1	10
зак	32	н.т Ат-2	220
у	33	нн Ат-2	10
зак	34	нт т-1	110
у	35	сн т-1	35
у	36	нн т-1	10
зак	37	нт т-2	110
у	38	сн т-2	35
у	39	нн т-2	10
зак	40	Пс Аксака-тяговая	220
зак	41	н.т 1	220
у	42	сн 1	27
у	43	нн 1	10
зак	44	н.т 2	220
у	45	сн 2	27
у	46	нн 2	10
зак	47	отп 1	220
зак	48	отп 2	220
зак	49	Тэц	110
у	50	нн1	10
у	51	нн2	10

Таблица 19 – Ветви/Несим/ИД

Тип	Название	Реактивное сопротивление прямой последовательности, X, Ом	Реактивное сопротивление нулевой последовательности, x0, Ом	Коэффициент трансформации, Кт/г
Тр-р	ПС Комсомольская - н.т Ат-1 500	28,75	28,75	1
Тр-р	н.т Ат-1 500 - сн 220			0,44
Тр-р	н.т Ат-1 500 - нн	28,75	28,75	0,02
Тр-р	сн 220 - н.т Ат- 2 220	111,68	111,68	1
Тр-р	н.т Ат- 2 220 - сн 110			0,5
Тр-р	н.т Ат- 2 220 - нн Ат- 2	203,2	203,2	0,052
Тр-р	сн 220 - н.т Ат- 3 220	59,25	59,25	1
Тр-р	н.т Ат- 3 220 - нн Ат- 3			0,048
Тр-р	н.т Ат- 3 220 - сн 110	131,19	131,19	0,5
ЛЭП	сн 220 - ПС Селихино	23,19	69,57	
Тр-р	ПС Селихино - н.т Ат-1	111,68	111,68	1
Тр-р	н.т Ат-1 - сн 110			0,5
Тр-р	н.т Ат-1 - нн	203,2	203,2	0,048
Тр-р	сн 110 - н.т т-2	88,86	88,86	1
Тр-р	н.т т-2 - сн т-2			0,318
Тр-р	н.т т-2 - нн т-2	51,66	51,66	0,101
ЛЭП	ПС Селихино - ПС Уктур	30,89	92,67	
Тр-р	ПС Уктур - н.т	142,17	142,17	1
Тр-р	н.т - сн			0,16
Тр-р	н.т - нн	82,66	82,66	0,045
Тр-р	ПС Высокогорная - нт т-1	56,87	56,87	1
Тр-р	нт т-1 - сн т-1			0,16
Тр-р	нт т-1 - нн т-1	35,71	35,71	0,045
Тр-р	ПС Высокогорная - нт т-2	56,87	56,87	1
Тр-р	нт т-2 - сн т-2			0,16
Тр-р	нт т-2 - нн т-2	35,71	35,71	0,045
ЛЭП	ПС Высокогорная - Пс Ванино	82,28	246,84	
Тр-р	Пс Ванино - н.т Ат-1	59,25	59,25	1
Тр-р	н.т Ат-1 - сн 110			0,5
Тр-р	н.т Ат-1 - нн Ат-1	131,19	131,19	0,045
Тр-р	Пс Ванино - н.т Ат-2	59,25	59,25	1
Тр-р	н.т Ат-2 - нн Ат-2	131,19	131,19	0,045
Тр-р	сн 110 - нт т-1	35,54	35,54	1
Тр-р	нт т-1 - сн т-1			0,318
Тр-р	нт т-1 - нн т-1	20,66	20,66	0,09
Тр-р	сн 110 - нт т-2	35,54	35,54	1

Продолжение таблицы 19 - Ветви/Несим/ИД

Тр-р	н.т т-2 - сн т-2			0,318
Тр-р	н.т т-2 - нн т-2	20,66	20,66	0,09
Тр-р	н.т Ат-2 - сн 110			0,5
Тр-р	Пс Аксака-тяговая - н.т 1	35,54	35,54	1
Тр-р	н.т 1 - сн 1			0,125
Тр-р	н.т 1 - нн 1	20,66	20,66	0,045
Тр-р	Пс Аксака-тяговая - н.т 2	35,54	35,54	1
Тр-р	н.т 2 - сн 2			0,125
Тр-р	н.т 2 - нн 2	20,66	20,66	0,045
ЛЭП	ПС Селихино - отп 1	68,26	204,78	
ЛЭП	отп 1 - Пс Аксака-тяговая	0,4	1,2	
ЛЭП	отп 1 - Пс Ванино	68,26	204,78	
ЛЭП	ПС Уктур - отп 2	13,76	41,28	
ЛЭП	отп 2 - ПС Высокогорная	13,76	41,28	
ЛЭП	отп 2 - Пс Аксака-тяговая	0,4	1,2	
ЛЭП	сн 110 - Тэц	14,99	44,97	
ЛЭП	сн 110 - Тэц	14,99	44,97	
Тр-р	Тэц - нн1	8,33	8,33	0,09
Тр-р	Тэц - нн2	8,33	8,33	0,09

Таблица 20 – Генератор/Несим

N	Название	N узла	Реактивное сопротивление прямой последовательности X, Ом	Реактивное сопротивление нулевой последовательности X0, Ом	E
1	в.ген.у. ПС Комсомольская	1	50,4	100,8	500
2	в.ген.у.ТЭЦ	50	0,21	0,42	10,5
3	в.ген.уТЭЦ	51	0,21	0,42	10,5

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \quad (20)$$

где  $I_{\text{по}}^{(3)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\delta}$  – ударный коэффициент .

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛ напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен  $K_{уд} = 1,717 - 1,78$ ,

значение постоянной времени  $T_a = 0,03 - 0,04$  [4].

Таблица 21 – Значения токов КЗ

Место КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Ударный ток, кА
Шины 220 кВ ПС Аксака-тяговая	3,02	1,01	7,6
Шины 27,5 кВ ПС Аксака-тяговая	5,54	1,52	13,95
Шины 10 кВ ПС Аксака-тяговая	7,73	-	19,46

Теперь сделаем расчет токов короткого замыкания для варианта подключения № 2 – в рассечку.

Таблица 22 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	U_ном
зак	1	ПС Комсомольская	500
зак	2	н.т Ат-1 500	500
зак	3	сн 220	220
у	4	нн	10
зак	5	н.т Ат- 2 220	220
зак	6	сн 110	110
у	7	нн Ат- 2	10
зак	8	н.т Ат- 3 220	220
у	9	нн Ат- 3	10
зак	10	ПС Селихино	220
зак	11	н.т Ат-1	220
зак	12	сн 110	110
у	13	нн	10
зак	14	н.т т-2	110
у	15	сн т-2	35
у	16	нн т-2	10
зак	17	ПС Уктур	220
зак	18	н.т	220
у	19	сн	35
у	20	нн	10
зак	21	ПС Высокогорная	220
зак	22	нт т-1	220
у	23	сн т-1	35
у	24	нн т-1	10

Продолжение таблицы 22 - Узлы/Несим/ИД

зак	25	нт т-2	220
у	26	сн т-2	35
у	27	нн т-2	10
зак	28	Пс Ванино	220
зак	29	н.т Ат-1	220
зак	30	сн 110	110
у	31	нн Ат-1	10
зак	32	н.т Ат-2	220
у	33	нн Ат-2	10
зак	34	нт т-1	110
у	35	сн т-1	35
у	36	нн т-1	10
зак	37	нт т-2	110
у	38	сн т-2	35
у	39	нн т-2	10
зак	40	Пс Аксака-тяговая	220
зак	41	н.т 1	220
у	42	сн 1	28
у	43	нн 1	10
зак	44	н.т 2	220
у	45	сн 2	28
у	46	нн 2	10
зак	47	Тэц	110
у	48	нн1	10
у	49	нн2	10

Таблица 23 – Ветви/Несим/ИД

Тип	Название	Реактивное сопротивление прямой последовательности $X, \text{ Ом}$	Реактивное сопротивление нулевой последовательности, $x_0, \text{ Ом}$	Коэффициент трансформации , Кт/г
Тр-р	ПС Комсомольская - н.т Ат-1 500	28,75	28,75	1
Тр-р	н.т Ат-1 500 - сн 220			0,44
Тр-р	н.т Ат-1 500 - нн	28,75	28,75	0,02
Тр-р	сн 220 - н.т Ат- 2 220	111,68	111,68	1
Тр-р	н.т Ат- 2 220 - сн 110			0,5

Продолжение таблицы 23 - Ветви/Несим/ИД

Тр-р	н.т Ат- 2 220 - нн Ат- 2	203,2	203,2	0,052
Тр-р	сн 220 - н.т Ат- 3 220	59,25	59,25	1
Тр-р	н.т Ат- 3 220 - нн Ат- 3			0,048
Тр-р	н.т Ат- 3 220 - сн 110	131,19	131,19	0,5
ЛЭП	сн 220 - ПС Селихино	23,19	69,57	
Тр-р	ПС Селихино - н.т Ат-1	111,68	111,68	1
Тр-р	н.т Ат-1 - сн 110			0,5
Тр-р	н.т Ат-1 - нн	203,2	203,2	0,048
Тр-р	сн 110 - н.т т-2	88,86	88,86	1
Тр-р	н.т т-2 - сн т-2			0,318
Тр-р	н.т т-2 - нн т-2	51,66	51,66	0,097
ЛЭП	ПС Селихино - ПС Уктур	30,89	92,67	
Тр-р	ПС Уктур - н.т	142,17	142,17	1
Тр-р	н.т - сн			0,16
Тр-р	н.т - нн	82,66	82,66	0,045
Тр-р	ПС Высокогорная - нт т-1	56,87	56,87	1
Тр-р	нт т-1 - сн т-1			0,16
Тр-р	нт т-1 - нн т-1	35,71	35,71	0,045
Тр-р	ПС Высокогорная - нт т-2	56,87	56,87	1
Тр-р	нт т-2 - сн т-2			0,16
Тр-р	нт т-2 - нн т-2	35,71	35,71	0,045
ЛЭП	ПС Высокогорная - Пс Ванино	82,28	246,84	
Тр-р	Пс Ванино - н.т Ат-1	59,25	59,25	1
Тр-р	н.т Ат-1 - сн 110			0,5
Тр-р	н.т Ат-1 - нн Ат-1	131,19	131,19	0,045
Тр-р	Пс Ванино - н.т Ат-2	59,25	59,25	1
Тр-р	н.т Ат-2 - нн Ат-2	131,19	131,19	0,045
Тр-р	сн 110 - нт т-1	35,54	35,54	1
Тр-р	нт т-1 - сн т-1			0,318
Тр-р	нт т-1 - нн т-1	20,66	20,66	0,09
Тр-р	сн 110 - нт т-2	35,54	35,54	1
Тр-р	нт т-2 - сн т-2			0,318
Тр-р	нт т-2 - нн т-2	20,66	20,66	0,09
Тр-р	н.т Ат-2 - сн 110			0,5
ЛЭП	ПС Уктур - Пс Аксака-тяговая	13,76	41,28	
ЛЭП	Пс Аксака-тяговая - ПС Высокогорная	13,76	41,28	
Тр-р	Пс Аксака-тяговая - н.т 1	35,54	35,54	1
Тр-р	н.т 1 - сн 1			0,125
Тр-р	Пс Аксака-тяговая - н.т 2	35,54	35,54	1
Тр-р	н.т 2 - сн 2			0,125
ЛЭП	ПС Селихино - Пс Ванино	136,52	409,56	
Тр-р	н.т 1 - нн 1	20,66	20,66	0,045
Тр-р	н.т 2 - нн 2	20,66	20,66	0,045
ЛЭП	сн 110 - Тэц	14,99	44,97	

Продолжение таблицы 23 - Ветви/Несим/ИД

ЛЭП	сн 110 - Тэц	14,99	44,97	
Тр-р	Тэц - нн1	8,33	8,33	0,09
Тр-р	Тэц - нн2	8,33	8,33	0,09

Таблица 24 – Генератор/Несим

N	Название	N узла	Реактивное сопротивление прямой последовательности X, Ом	Реактивное сопротивление нулевой последовательности X0, Ом	E
1	в.ген.у. ПС Комсомольская	1	50,4	100,8	500
2	в.ген.у.ТЭЦ	48	0,21	0,42	10,5
3	в.ген.уТЭЦ	49	0,21	0,42	10,5

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (21)$$

где  $I_{\text{ПО}}^{(3)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\partial}$  – ударный коэффициент .

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛ напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен  $K_{y\partial} = 1,717 - 1,78$ , значение постоянной времени  $T_a = 0,03 - 0,04$  [4].

Таблица 25 – Значения токов КЗ

Место КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Ударный ток, кА
Шины 220 кВ ПС Аксака-тяговая	2,74	0,81	6,9
Шины 27,5 кВ ПС Аксака-тяговая	4,69	1,26	11,81
Шины 10 кВ ПС Аксака-тяговая	7,02	-	17,67

Также для выбора оборудования необходимо рассчитать максимальные рабочие токи в элементах подстанции. Оборудование должно выдерживать полную мощность транзита, на случай ремонта или аварии на одной из линий.

## 6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РУ ВН ПС АКСАКА-ТЯГОВАЯ

### 6.1 Конструктивное исполнение ПС

Тип РУ ВН ПС 220 кВ Аксака- тяговая будет зависеть от того, какой вариант для проектирования выберется. Для варианта № 1 будем рассматривать схему РУ ВН 4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, так как данная схема требуют меньших капиталовложений и не требует дополнительных обоснований. Для варианта № 2 можно применить схему распределительного устройства 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов [20].

### 6.2 Выбор и проверка выключателей

На ПС Аксака-тяговая необходимо осуществить выбор и проверку выключателей для подсоединения новых линий, а также выбор и проверку выключателей для нового распределительного устройства.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ.

Максимальные рабочие токи для классов напряжения рассчитываются по формуле :

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{k_{AB} \cdot S_{нн}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (22)$$

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,147 \text{ кА}$$

Аналогично считаются токи для средней и низкой стороны

$$I_{\max \text{ сн}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 0,84 \text{ кА}$$

$$I_{\max \text{ нн}} = \frac{2,46}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,309 \text{ кА}$$

Выбор выключателей произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (23)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (24)$$

Проверка выключателей производится по следующим параметрам.

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{пт}}^{(3)} \quad (25)$$

где  $I_{\text{пт}}^{(3)}$  – ток в момент расхождения контактов

$I_{\text{отк.ном}}$  – ток предельной коммутационной способности выключателя.

- проверка по включающей способности производится по условиям:

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (26)$$

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}. \quad (27)$$

где  $i_{уд}$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл.ном}$  – наибольший пик тока включения, кА;

$I_{вкл}$  – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА;

- проверка возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} \geq i_{ат} \quad (28)$$

где  $i_{аном}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе, кА;

$i_{ат}$  – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ , кА.

Значения данных величин находятся по формулам:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100} \quad (29)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (30)$$

где  $\beta$  – номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

$$\tau = t_{з\min} + t_{св} \quad (31)$$

где  $t_{з\min}$  — минимальное время действия релейной защиты,  
 $t_{з\min} = 0,01$  с;

$t_{св}$  — собственное время отключения выключателя, с.

Если условие  $I_{отк.ном} \geq I_{пт}^{(3)}$  соблюдается, а  $i_{аном} < i_{ат}$ , то допускается производить проверку по отключающей способности по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} + i_{ат} \quad (32)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{по}^{(3)}, \quad (33)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (34)$$

где  $I_{пр.сквоз}$  — действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$  — наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (35)$$

где  $B_k$  — тепловой импульс тока КЗ по расчету, кА<sup>2</sup>с;

$I_{тер}$  — среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

$t_{тер}$  — длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{п0}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (36)$$

где  $t_{отк}$  – время отключения, с.

Согласно [15] время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.выкл}, \quad (37)$$

где  $t_{рз}$  – время действия основной релейной защиты данной цепи, с;

$t_{отк.выкл}$  – полное время отключения выключателя, с.

Для нового распределительного устройства выберем элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-220 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». Баковые выключатели по сравнению с колонковыми имеют большую сейсмостойкость, из-за своей компактной конструкции и низкому расположению центра тяжести, что необходимо для данного региона.



Рисунок 3 – Выключатель ВЭБ-220 -50/3150УХЛ1

ВГТ-220-40/2500У1 сделан в трехполюсном исполнении: три полюса (баки с одноразрывным дугогасительным устройством) находятся на одной раме и управляются одним пружинным приводом повышенной мощности. Выключатель изготовлен с целью эксплуатации в открытых и закрытых

распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом. Выключатель оснащен устройствами электроподогрева полюсов, заполненных элегазом, обеспечивая надежную работу выключателя в условиях экстремально низких температур и ветровой нагрузкой, способен выдерживать температуру до минус 60°С. Благодаря установленным в устройствах электроподогрева датчиков температуры предусмотрена сигнализация об исправной работе нагревателей [3].

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВГТ-220-40/2500У1 для ПС

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 1500 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 147 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3,02 / 2,74 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3,02 / 2,74 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПШК} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 7,6 / 6,9 \text{ кА}$	$i_{ПШК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 3,02 / 2,74 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 7,6 / 6,9 \text{ кА}$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 =$ $= 7500 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 3,02^2 \cdot (2 + 0,3 +$ $+ 0,03) = 21,25 \text{ кА}^2 / \text{с}$ $B_K = 2,74^2 \cdot (2 + 0,3 +$ $+ 0,03) = 17,49 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{а.норм} = 50 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} =$ $= 33,234 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 5,49 \text{ кА}$ $i_{а.т} = 4,47 \text{ кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.т}$

Данный выключатель прошел проверку по всем параметрам.

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем секционные и шиносоединительные выключатели КРУ 27,5 кВ, а также на выходе трансформаторов 10 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Выключатель ВГБЭ-27,5-12.5/630 У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 27,5$ кВ	$U_{ном} = 27,5$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 840$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 5,54/4,69$ кА	$I_{вкл} = 12,5$ кА	$I_{по} < I_{вкл}$
$i_{уд} = 13,95/11,81$ кА	$i_{пр. с.} = 35$ кА	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 5,54/4,69$ кА	$I_{откл.н} = 12,5$ кА	$I_{по} < I_{откл.н}$
$i_{ат} = 5,92/5,12$ кА	$i_{аном.} = 22,675$ кА	$i_{аном.} \geq i_{ат}$
$B_k = 17,12/15,53$ кА <sup>2</sup> с	$I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 4800$ кА <sup>2</sup> с	$B_k < I_{ми}^2 \cdot t_{ми}$

Выключатель проходит по требуемым параметрам. Расшифровка марки выбранного выключателя приведена ниже.

ВГ - выключатель элегазовый;

Б - баковый;

27,5 - напряжение номинальное, кВ;

12.5 - номинальный ток отключения, кА;

630 - номинальный ток, А;

У1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

Аналогичный расчет проводим для остальных уровней напряжений. Данные расчетов сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Выключатель ВВУ-СЭЩ-10-630

$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 2309$ А	$I_{ном} = 2400$ А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 7,73/7,02$ кА	$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{по} < I_{вкл}$
$i_{уд} = 5,14/4,78$ кА	$i_{пр. с.} = 12,5$ кА	$i_{уд} < i_{пр. с.}$
$I_{по} = 19,46/17,67$ кА	$I_{откл.н} = 50$ кА	$I_{по} < I_{откл.н}$
$i_{ат} = 8,5/7,87$ кА	$i_{аном.} = 28,284$ кА	$i_{аном.} \geq i_{ат}$
$B_k = 10,7/9,41$ кА <sup>2</sup> с	$I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 7500$ кА <sup>2</sup> с	$B_k < I_{ми}^2 \cdot t_{ми}$

Выключатель проходит по требуемым параметрам. Маркировка принятого выключателя расшифровывается аналогично.

### 6.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится аналогично, как и выбор выключателей, только не требует проверку на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

На всех ПС, где приняты к установке выключатели ВЭБ-220, выберем для проверки разъединители марки – РПД-220УХЛ1 произведенные ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». Тип привода – пружинный.



Рисунок 4 - разъединители марки РПД-220УХЛ1

Разъединитель состоит из трехполюсных групп разъединителя и заземлителей. Каждая группа управляется своим приводом.

Полос разъединителя представляет собой две поворотные колонки изоляторов, установленных на раме и несущих на себе токоведущую систему с двумя проходными и одним размыкаемым в горизонтальной плоскости контактом. Высокопрочные фарфоровые изоляторы типа С4-550 III (Сб-1050 III для РПД-220 и ЗРО-220), закупаемые только по импорту, установлены на поворотных основаниях, вращающихся на подшипниках качения. Внутреннее устройство поворотных оснований защищено от воздействия атмосферы. Размыкаемый контакт разъединителя выполнен в виде

кулачкового контакта, закрепленного на конце одного токопровода, и контактных пальцев, закрепленных на конце другого. Во включенном положении разъединителя контактные пальцы охватывают кулачковый контакт. Пальцы и кулачковые контакты имеют серебряное покрытие.

Проходные контакты разъединителей на номинальные токи 1600 и 2500А выполнены в виде ламелей, расположенных вокруг соосных медных стержней. Ламели и медные стержни имеют серебряное покрытие и защищены от воздействия атмосферы. Для повышения надежности этого соединения в разъединителях на номинальный ток 2500А параллельно проходному контакту устанавливаются дополнительно наружные гибкие связи. Проходной контакт разъединителей на номинальный ток 1250А выполнен в виде гибкой связи, Токопроводы разъединителя выполнены из сварных алюминиевых деталей, что обеспечивает их стабильное электрическое сопротивление.

Таблица 29 - Сравнение каталожных и расчетных данных для РПД – 220

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220\text{кВ}$	$U_{УСТ} = 220\text{кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 1500\text{А}$	$I_{Р.МАХ} = 147\text{А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 125\text{кА}$	$i_{УД} = 7,6 / 6,9\text{кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
<i>Главные ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500\text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 21,25 / 17,49\text{кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
<i>Заземляющие ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 1 = 2500\text{кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 21,25 / 17,49\text{кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов, что разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Выберем разъединитель на СН.

Таблица 30 – Разъединитель РДН(3) -27,5/100

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 840 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} < I_{ном}$
$i_{уд} = 13,95/11,81 \text{ кА}$	$i_{пр. с} = 20 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с}$
$B_k = 17,12/15,53 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 20 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 4 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка марки выбранного разъединителя:

Р - разъединитель;

Д - двухколонковый;

З - наличие заземлителей;

27,5 - номинальное напряжение;

1000 - номинальный ток.

Разъединитель проходит по требуемым параметрам. Маркировка принятого разъединителя расшифровывается аналогично.

#### 6.4 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов

В РУ напряжением 35 кВ и выше обычно используется гибкая ошиновка, выполненная из сталеалюминевых проводов марки АС или проводами трубчатого сечения. Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую стойкость.

Как правило, гибкие шины и токопроводы крепят на гирляндах подвесных изоляторов с очень большим расстоянием между фазами. Например, для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами небольшие, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Но при больших токах КЗ провода в фазах имеют все шансы на столько сблизится друг с другом, что произойдет их схлестывание. На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при  $I_K^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$  и провода ВЛ при  $i_{yo} \geq 50 \text{ кА}$ . На рассматриваемой ПС не требуется проверка на электродинамическую

стойкость.

По условию  $I_{дон} > I_{раб.макс}$ , выбираем ошиновку, выполненную проводами марки АС-300/39, допустимый продолжительный ток которого равен 710 А.

Проверка по допустимому току (на нагрев):

$$710 > 147$$

Последним этапом выбора гибкой ошиновки считается проверка проводников по условиям короны. Процесс коронирования приводит к возникновению добавочных потерь энергии, к появлению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего отрицательное воздействие на поверхности контактных соединений. Верный выбор проводников гарантирует снижение действия короны до допустимых значений.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (38)$$

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

$r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (39)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

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

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (40)$$

где  $D$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз (для 220 кВ, это расстояние составляет 4 метра).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (41)$$

Для провода марки АС-300/39 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,628.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит, кВ/см:

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,2 \cdot \lg \frac{504}{1,2}} = 24,74.$$

Проверим согласно условию:

$$1,07 \cdot 24,74 \leq 0,9 \cdot 31,628,$$

$$26,48 \leq 28,465.$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-300/39 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в РУ 220 кВ реконструируемой подстанции.

Необходимо выбрать опорные и подвесные изоляторы для РУ ВН ПС Белогорск.

В распределительных устройствах токоведущие части соединяют с несущими конструкциями при помощи опорных, проходных и подвесных изоляторов.

Шины ОРУ 220 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (42)$$

где  $\lambda_3$  – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ [16];

$U$  – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

$K$  – коэффициент эффективности [16].

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (43)$$

где  $L_{II}$  – длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 220 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле следует прибавить еще 2 изолятора.

В данной работе необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 220 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,2 = 453,6 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки  $320 \pm 14$  мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{453,6}{32} + 2 = 15,5.$$

Округляя до целого получим 16 изоляторов в гирлянде на ОРУ 220 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 220 кВ, а также ошиновки трансформатора 27,5 и 10 кВ используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки;
- по месту установки;
- по допускаемой механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (44)$$

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

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (45)$$

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

Согласно [15] расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (46)$$

где  $a$  – расстояние между фазами (для 220 кВ – 4 метра [4]);

$l$  – длина пролета между изоляторами

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 220 кВ выбираем ОСК-8-220-4 УХЛ1 расшифровывается как – изолятор опорный стержневой защитная оболочка кремнийорганическая. Высоковольтные полимерные изоляторы ОСК-8-220-А-4 УХЛ1 выпускаются серийно на основе композиционных материалов: высокопрочного стеклопластикового стержня диаметром 120 мм, защитной оболочки из кремнийорганической резины обладающей повышенной гидрофобностью и трекинговостойкостью. Изоляторы обладают повышенной сейсмостойкостью и устойчивостью к актам вандализма. Длина пути утечки – 5700 мм.

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н.}$$

Наибольший ударный ток на ПС 220 кВ Аксака-тяговая, составляет 7,6/6,9 кА.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{7,6^2}{4} \cdot 16 \cdot 10^{-7} = 40 \text{ Н}$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6,9^2}{4} \cdot 16 \cdot 10^{-7} = 33 \text{ Н}$$

Проверка по условию:

$$40 / 33 \leq 4800 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает высоким запасом прочности и может быть принят к установке в ОРУ 220 кВ.

Произведем выбор на 27,5 кВ – АС-185/43, так как  $I_{дон} = 970 \text{ А}$  больше  $I_{макс} = 840 \text{ А}$ , то условие выполняется.

Т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе, проверка на термическое действие КЗ не нужна.

Проверка по данным коронирования не производится, т. к. согласно [2], минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования на 35-110 кВ составляет 70 мм<sup>2</sup>.

Проверка гибких шин по условиям схлестывания не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 110-27,5 кВ ПС меньше 20 кА [15].

Проверка по экономической плотности тока не производится, так как шины расположены на ОРУ [15].

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка, рисунок 10.

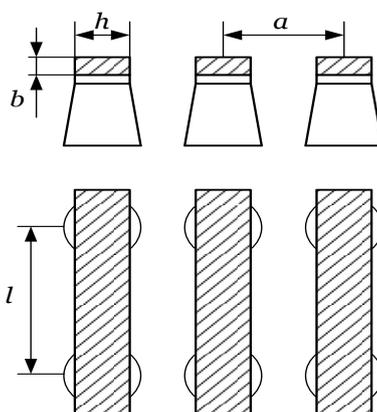


Рисунок 5 – Жесткая ошиновка РУ 10 кВ

По допустимому току выбираем сечение шин. Примем к установке однополосные алюминиевые шины прямоугольного сечения 20x3 мм<sup>2</sup>, марки АД31Т - закаленные и естественно состаренные, из алюминиевого сплава;  $I_{дон} = 215 \text{ А}$ .

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} = 2309 \text{ А} \leq I_{дон} = 2500 \text{ А}.$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости, мм<sup>3</sup>:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (47)$$

где  $B_K$  - интеграл Джоуля, рассчитанный ранее,  $\text{кА}^2\text{с}$ ;

$C_T$  - функция, значение которой для данного проводника принимается равным  $82 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{82 \cdot 10^3}}{82} = 3,5 \text{ мм}^2.$$

Определяется пролёт  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 0,7 \text{ м} \quad (48)$$

где  $l$  - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ 10 – СЭЩ -63 данное расстояние 0,5 м;

$J$  - момент инерции шины, который находится по формуле,  $\text{м}^4$ :

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12}, \quad (49)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 2^3}{12} = 0,5 \text{ м}^4,$$

$q$  - поперечное сечение шины, равное  $60 \text{ мм}^2$ .

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (50)$$

где  $W = \frac{0,3 \cdot 2^2}{6} = 0,2$  - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>;

$a$  - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,25 м ;

$l$  - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{18453^2 \cdot 0,5^2}{0,2 \cdot 0,25} = 29,489 \text{ МПа}$$

Шины механически прочны, если  $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$ , т. е.  $29,5 < 89$  МПа, а также  $\sigma_{доп} \leq 0,7 \sigma_{разр}$ , т.е.  $29,5 \leq 127 \cdot 0,7$ . Условия механической прочности соблюдены. Данные расчетов сведены в таблицу 31.

Таблица 31 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = 2309 \text{ А}$ $\sigma_{расч} = 29,5 \text{ МПа}$ $q_{min} = 3,5 \text{ мм}^2$	$I_{доп} = 2500 \text{ А}$ $\sigma_{доп} = 89 \text{ МПа}$ $q = 60 \text{ мм}^2$	$I_{доп} \geq I_{max}$ $\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$ $q \geq q_{min}$

### 6.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Так как выключатель ВГТ-220-40/2500У1 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТГФ-200-І, произведем проверку данных ТТ.

Для выбора ТТ нужно определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь, и иметь данные о длине  $l$  соединительных проводов. Их минимальное сечение должно быть 2,5 мм<sup>2</sup> для медных и 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевых проводов. Максимальные сечения соответственно 6 и 10 мм<sup>2</sup> [9].

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для разных присоединений приблизительно равной значениям, приведенным в таблице 32.

Таблица 32 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6-10 кВ	3-5
КРУ 27,5 кВ	50-60
ОРУ 220 кВ	90-120

На линиях 220 кВ необходимо устанавливать следующее оборудование: амперметр, ваттметр, варметр и расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. В таблице приведен перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Итого		10	9	10

Для выключателей ВГТ-220-40/2500У1 выберем комплектацию трансформаторов тока №623-09. В данном комплекте присутствуют ТТ марок ТГФ-200-І -0,2-1000/5 для измерения (количество на полюс – 1) и ТВГ-УЭТМ-220-5Р-1000/5 для защиты (количество на полюс – 3). Класс точности для измерения – 0,2, для учета – 0,2S, для РЗА – 5Р.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (R_{ПРИБ} + R_{ПРОВ} + R_K) \quad (51)$$

$Z_{2НОМ}$  найдем по следующей формуле:

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2} \quad (52)$$

где  $S_{2НОМ}$  – номинальная вторичная нагрузка, ВА;

$I_2$  – номинальный вторичный ток.

$$Z_{2НОМ} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 1,155$$

$R_{ПРИБ}$  найдем по формуле:

$$\Sigma R_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (53)$$

где  $\Sigma S_{ПРИБ}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma R_{ПРИБ} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

$R_{ПРОВ}$  находится по формуле:

$$\Sigma R_{ПРОВ} = \rho \cdot \frac{l}{S_{ПРОВ}} \quad (54)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$  - удельное сопротивление материала (медь).

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,05$  Ом.

Так как сечение кабеля не известно и его необходимо найти, приближенное сопротивление провода определяется по формуле :

$$R_{ПРОВ} = Z_{2НОМ} - \Sigma R_{ПРИБ} - R_K = 1,155 - 0,4 - 0,05 = 0,705 \text{ Ом}$$

Сечение провода определяется по формуле :

$$S_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l}{R_{ПРОВ}} = \frac{0,0175 \cdot 90}{0,705} = 2,234,$$

Принимаем медный кабель с сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

$$\text{Тогда } \Sigma R_{ПРОВ} = \rho \cdot \frac{l}{S_{ПРОВ}} = 0,63$$

$$Z_2 = \Sigma R_{ПРИБ} + R_K + R_{ПРОВ} = 0,4 + 0,63 + 0,05 = 1,08 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 34.

Таблица 34 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТГФ-200-I

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 750 \text{ А}$	$I_{P,MAX} = 147 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{P,MAX}$
$I_{ДИН} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 7,6 / 6,9 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
$Z_{2НОМ} = 1,155 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,08 \text{ Ом}$	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 21,25 / 17,49 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Таблица 35 – Трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-27,5

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 840 \text{ А}$	$I_{1ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,108 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_{уд} = 13,95/11,81 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 84 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 17,12/15,53 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 16 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Т.к. индуктивное сопротивление вторичных цепей мало, то можно считать  $Z_2 = r_2$ . Тогда сопротивление вторичных цепей рассчитывается по формуле, Ом:

$$Z_{2р} = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (55)$$

где  $r_{приб}$  – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{пр}$  – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_k$  – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \quad (56)$$

Для определения  $S_{приб}$  составим таблицу приборов, подключённых к данному ТТ.

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

В качестве основного прибора принимаем счётчики электрической энергии трёхфазные, активно/реактивные, многофункциональные Меркурий 230 ART. Обеспечивают счетчики:

- Учет реактивной и активной электроэнергии в одном или нескольких направлениях в одно- или многотарифном режимах;

- Измерение пофазно:

- Передачу результатов измерений по интерфейсам CAN, RS485, IrDA;

- тока, напряжения, частоты,  $\cos \Phi$ , углов между фазными напряжениями;

- Счётчики показывают на ЖК-индикаторе: значение потреблённой активной и реактивной электрической энергии по каждому тарифу (до четырёх) и сумму по всем тарифам с нарастающим итогом с точностью до сотых долей кВт·ч и кВар·ч; фазное напряжение и ток в каждой фазе; измеренное значение активной, реактивной и полной мощности как по каждой фазе, так и суммарную по трем фазам с индикацией квадранта, в котором находится вектор полной мощности; коэффициент мощности по каждой фазе и суммарный по трем фазам; углы между фазными напряжениями; частоту сети; текущее время и дату;

Приборы, подключаемые к ТОЛ-НТЗ-27,5 приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Приборы, подключаемые к ТОЛ-НТЗ-27,5

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Меркурий 230 ART2	7,5	0	7,5
ИТОГО		7,5	0	7,5

Аналогично выбираем остальные трансформаторы тока.

Для КРУ 10 кВ выбираем ТОЛ-СЭЩ-10-05-300. Данные расчетов сведены в таблицу 37.

Таблица 37 – Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-05-300.

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 2309 \text{ А}$	$I_{1ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 0,935 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_{уд} = 5,14/4,78 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 127 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 10,7/9,41 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 31 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 31^2 \cdot 3 = 2883 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Приборы, подключаемые к ТОЛ-СЭЩ-10-05-300 приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Приборы, подключаемые к ТТ ТРГ-27,5-УХЛ

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	Ввод 27,5 кВ	Ртутный 230	-	-	-
Варметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					
Амперметр					
Итого					
Амперметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

Для КРУ 10 кВ выбираем К-10У1М. Данные расчетов сведены в таблицу 39.

Таблица 39 – Трансформатор тока К-10У1М.

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} 2309 \text{ А}$	$I_{1ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 0,368 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_{уд} = 5,14/4,78 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 10,7/9,41 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 26 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Приборы, подключаемые к ТОЛК-10-05-300/5 приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Приборы, подключаемые к ТОЛК-10-05-300/5

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	Ртутный 230 ART2	-	-	-
Варметр					
Ваттметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					
Амперметр	Секционный выключатель	Ртутный 230 ART2	7,5	-	7,5
Итого					
Амперметр	На отходящих линиях 10 кВ	Ртутный 230 ART2	-	-	-
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

## 6.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Необходимо заменить трансформаторы напряжения на ПС 220 кВ Аксака-тяговая, в связи с тем, что ТН на этой ПС был установлен в 80-х гг. прошлого столетия.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

При выборе трансформаторов напряжения должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (57)$$

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

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

Для установки на ПС выберем ТН НКФ-220-8ХЛ1 .

Трансформатор напряжения данной марки оснащен эффективно действующим взрывозащитным устройством (мембраной), исключающим взрыв трансформатора даже при коротком внутреннем замыкании. Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха для данного ТН составляет  $-60^{\circ}\text{C}$ , верхнее значение –  $+50^{\circ}\text{C}$ . Существует возможность изготовления трансформатора с тремя вторичными обмотками: одна - для подключения цепей учета, вторая - для подсоединения цепей измерения, защиты и управления, третья - для цепей защиты от замыканий на землю.

Класс точности – 0,2.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 41.

Таблица 41 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 220 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Итого				17,5

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{\Sigma} = 5 + 7,5 + 5 = 17,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 42.

Таблица 43 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 27,5 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		3	0,1	2	0,6
Счетчик РЭ					
Итого					24,6

В РУ 27,5 кВ устанавливаем НОМ-27,5-66У1. Сравнение параметров приведено в таблице 44.

Таблица 44 – Трансформатор напряжения НОМ-27,5-66У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 24,6 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 150 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

На стороне 10 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НОМ-10-66У1. Рассчитаем вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты укажем в таблице 45.

Таблица 45 – Вторичная нагрузка ТН на НН

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	1	4	1	4
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Счетчик АЭ		6	0,1	2	1,2
Счетчик РЭ					
Итого					25,2

Данные расчетов сведены в таблицу 46.

Таблица 46 – Трансформатор напряжения НОМ-35-66У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{1ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{1ном}$
	Класс точности 0,5	
$S_{2р} = 25,2 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 4 \times 75 \text{ ВА}$	$S_{2р} < S_{2н}$

Таким образом, были приняты приборы, приведенные в таблице 47.

Таблица 47 – Выбор типа трансформатора

Уровень U, кВ	Тип трансформатора
220	ЗНГ – 220
27,5	НОМ-27,5-66У1
10	НОМ-10-66У1

В данном разделе был произведен выбор оборудования на сторону ВН, СН и НН. Выбранное оборудование прошла проверку, следовательно, оно может быть использовано при установке на данную подстанцию Аксаку - тяговую.

## 7 РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ОБЪЕКТ

### 7.1 Капиталовложение в подстанцию для варианта № 1

Совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения, называют капиталовложениями.

Модернизация предприятия – полное или частичное переоборудование производства, а также строительство новых энергетических объектов для замены ликвидируемых, дальнейшая эксплуатация которых признана нецелесообразной. Техническое перевооружение или модернизация – повышение технического уровня отдельных участков производства, агрегатов и установок, которое осуществляется без существенного изменения существующих структур технологического процесса и производства.

В технико-экономических расчетах с целью ориентировочной и быстрой оценки размера капитальных вложений часто пользуются укрупненными показателями. В капитальные вложения на модернизацию РУ ВН на подстанции Аксака-тяговая 220 кВ и введению новых линий входит стоимость капиталовложение линий и подстанции.

Выполним расчет варианта под № 1 – отпайка от линии ПС Селихино-ПС Высокогорная

Минимум приведенных затрат, вычисляемых по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (58)$$

$$Z = 411000 \text{ тыс.руб}$$

где  $E$  – норматив дисконтирования, принимаемый равным 0,125 1/год;

$K$  – капитальные вложения, руб., необходимые для сооружения сети;

$I$  – эксплуатационные издержки, руб./год.

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории

Капитальные вложения на сооружение подстанций:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) * K_{пер} \quad (59)$$

где  $K_{ТР}$  – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения, но в данном случае не будем учитывать, так как после проверки на коэффициент загрузки, коэффициенты старых трансформаторов не превышаем предельные значения;

$K_{ОРУ}$  – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат;

$K_{ЗОН}$  – коэффициент зонирования;

$K_{ПЕР}$  – коэффициент инфляции;

$S$  – площадь отвода земель для ПС, тыс.М<sup>2</sup>;

$K_{ОСВ}$  - стоимость земли, руб/м<sup>2</sup>.

В расчете не учитываются  $K_{ОСВ}$  и  $S$ , так как распределительное устройство будет располагаться на той же территории и выкупать землю под подстанцию не требуется. Также не будет учитываться  $K_{КУ}$ , потому что для подстанции Аксака-тяговая не нужны компенсирующие устройства.

В затраты на ОРУ входят постоянны капиталовложения, затраты на покупку силовых трансформаторов и затраты на компенсирующие устройства.

Капитальные вложения на сооружение линий:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} + K_{прос.} \cdot K_{инф} + \cdot K_{провод.} \cdot K_{инф} \cdot l \quad (60)$$

где  $K_0$  – удельные затраты на сооружение 1 км линии, руб./км.

$l$  – длина трассы.

Капитальные вложения на трансформаторы:

$$K_{TP} = K_{TP} \cdot K_{инф}$$

Расчёт капиталовложений будем проводить по укрупненным стоимостным показателям. Цены на основное оборудование будем брать на 1991 г. с учетом коэффициента инфляции и районных коэффициентов.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции  $K_{пер} = 5,05$  (на 2021 год) и коэффициента зоны  $K_{зон}$ , который равен для Хабаровского края 1,3

Далее считаем капиталовложения в линиях. Цены на строительство линий берём по укрупнённым стоимостным показателям, на один километр линии, и умножаем на коэффициент инфляции.

Рассчитаем

$$K_{ПС} = 1430000 \text{ тыс.руб.}$$

Теперь найдем капиталовложения для линии:

$$K_{ВЛ} = 9191 \text{ тыс.руб.}$$

Теперь найдем капиталовложения для трансформаторов:

$$K_{TP} = 121200 \text{ тыс.руб.}$$

## **7.2 Расчёт эксплуатационных издержек для варианта № 1**

Эксплуатационные издержки – это расходы необходимые для эксплуатации оборудования, и сетей в течение одного года. Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- издержки на эксплуатацию и ремонт ( $I_{Э.Р}$ );
- издержки на амортизацию ( $I_{АМ}$ );

- стоимость потерь электроэнергии ( $I_{\Delta W}$ ).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I = I_{\text{Э.Р}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W} \quad (61)$$

$$I = 84000 + 71900 + 76400 = 233000 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (62)$$

$$I_{\text{Э.Р}} = 0.008 \cdot 9191 + 0,059 \cdot 1430000 = 84000 \text{ тыс.руб.}$$

где  $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$ ,  $\alpha_{\text{тэоПС}}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию.

Нормы ежегодных отчислений для линий и подстанций будут равны  $\alpha_{\text{рэоВЛ}} = 0,008$  ;  $\alpha_{\text{рэоПС}} = 0,059$ . [4]

Издержки на амортизацию за рассматриваемый срок службы ( $T_{\text{СЛ}} = 20$  лет), находим по формуле:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K}{T_{\text{СЛ}}} \quad (63)$$

$$I_{\text{АМ}} = \frac{1440000}{20} = 71900 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на потери берутся из расчета режима в ПВК, с использованием эффективной мощности.

$$\Delta P_{\text{сети}} = 4,96 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{сети}} = \Delta P_{\text{сети}} \cdot 5500 \quad (64)$$

$$\Delta W_{\text{сети}} = 4,96 \cdot 5500 = 2,73 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_W, \quad (65)$$

$$I_{\Delta W} = 27300 \cdot 2,8 = 76400 \text{ тыс.руб.}$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии.  $C_{\Delta W}=2,8$ .

### **7.3 Капиталовложение в подстанцию для варианта № 2**

Выполним расчет варианта под № 2 – в расщелку линии ПС Уктур - ПС Высокогорная.

Расчет капиталовложений в подстанцию для варианта № 2, производится аналогично, как и для варианта подключения № 1.

Рассчитаем:

$$Z = 493000 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{\text{ПС}} = 1760000 \text{ тыс.руб.}$$

Теперь найдем капиталовложения для линии:

$$K_{\text{ВЛ}} = 9191 \text{ тыс.руб.}$$

Теперь найдем капиталовложения для трансформаторов:

$$K_{\text{ТР}} = 121200 \text{ тыс.руб.}$$

#### 7.4 Расчёт эксплуатационных издержек для варианта № 2

Эксплуатационные издержки – это расходы необходимые для эксплуатации оборудования, и сетей в течение одного года. Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- издержки на эксплуатацию и ремонт ( $I_{Э.Р}$ );
- издержки на амортизацию ( $I_{АМ}$ );
- стоимость потерь электроэнергии ( $I_{\Delta W}$ ).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются аналогично, как и для варианта подключения № 1:

$$I = 88000 + 103000 + 83500 = 274500 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{Э.Р} = 0.008 \cdot 9191 + 0,059 \cdot 1760000 = 103000 \text{ тыс.руб.}$$

где  $\alpha_{тэоВЛ}$ ,  $\alpha_{тэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию.

Нормы ежегодных отчислений для линий и подстанций будут равны  $\alpha_{рэоВЛ} = 0,008$  ;  $\alpha_{рэоПС} = 0,059$ . [4]

Издержки на амортизацию за рассматриваемый срок службы ( $T_{сл} = 20$  лет), находим по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{1760000}{20} = 88000 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на потери берутся из расчета режима в ПВК, с использованием эффективной мощности.

$$\Delta P_{сети} = 5,42 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{сети} = \Delta P_{сети} \cdot 5500 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{сети}} = 5,42 \cdot 5500 = 2,98 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = 29800 \cdot 2,8 = 83500 \text{ тыс.руб.}$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии.  $C_{\Delta W}=2,8$ .

Результаты расчета приведены в таблице 48:

Таблица 48 – Сравнение вариантов

	Вариант №1	Вариант №2
Капиталовложения, тыс.руб.		
Капиталовложения в строительство ВЛ	9191	9191
Капиталовложения в трансформаторы	121200	121200
Капиталовложения на сооружение подстанций	1430000	1760000
Итого:	292991	355116
Издержки, тыс.руб.		
Издержки на ремонт и эксплуатацию	84000	103000
Амортизационные издержки	71900	88000
Издержки на потери	76400	83500
Итого:	233000	274500
Затраты	411000	493000

По таблице видно, что для дальнейшего проектирования мы выбираем вариант под № 1, так как он по сравнению с вариантом под № 2 дешевле.

## 8 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ РУ ВН ПС И ВЫБОР ОПН

### **8.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления**

В зависимости от назначения, различают следующие виды заземлений: защитное, молниезащиты, рабочее.

Защитное заземление применяется для защиты персонала от напряжения прикосновения. Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны быть заземлены. В электроустановках заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Рабочее заземление необходимо для нормальной заботы электроустановок. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты необходимо для отвода токов молнии в землю.

Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Конструктивно заземление на подстанции выполняется в виде сетки состоящей из горизонтальных заземлителей, со стороны квадрата сетки кратной 6 м. В узлах данной сетки располагаются вертикальные заземлители. Сетка закладывается на глубину 0,5-0,7 м. Сетка не должна проходить под

фундаментом электрических установок. Вертикальные заземлители – прутковая сталь диаметром не менее 10 мм.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, определение расчетных геометрических параметров сетки заземления и проверку электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Произведем расчет заземления ОРУ 220 кВ ПС Аксака-тяговая.

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к аппарату не мог находиться за его пределами.

Площадь использования под заземлитель, м<sup>2</sup>:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (66)$$

где  $A$  и  $B$  – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (68,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (40,95 + 2 \cdot 1,5) = 3158 \text{ м}^2.$$

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

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{m.n} = \pi \cdot R^2, \quad (67)$$

где  $R$  – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{m.n} = \pi \cdot 6^2 = 113,097 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}},$$

(68)

где  $T = 0,3$  с – время срабатывания РЗ при его отключении;  
 $\beta = 21$  (для стали) – коэффициент термической стойкости.

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{3002^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 18 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}),$$

(69)

где  $T = 240$  мес – время использования заземлителя за 20 лет.

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

(70)

где  $a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,784;$$

$$F_{кор} = \pi \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,477 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{m.n} \geq F_{\min} \geq F_{\text{кор}} + F_{m.c}; \quad (71)$$

$$F_{m.n} = 113,097 \geq F_{\min} \geq 49,42 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{n-n} = 6$  м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (72)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 3138}{6} = 1046 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (73)$$

$$m = \frac{1046}{2 \cdot \sqrt{3138}} - 1 = 8,336.$$

Принимаем:  $m=20$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 2,8 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (74)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{3138} \cdot (20 + 1) = 2353 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (75)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равное 15 м.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{3138}}{15} = 14,94.$$

Принимаем:  $n_g = 33$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (76)$$

где  $\rho_{\text{экв}}$  – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

$A$  – параметр, зависящий от соотношения  $l_g / \sqrt{S_1}$ .

$$l_g/\sqrt{S_1} = 5/\sqrt{3138} = 0,09, \text{ следовательно, } A = 0,1 [2].$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 50 \cdot \left( \frac{0,1}{\sqrt{3138}} + \frac{1}{2353 + 33 \cdot 5} \right) = 0,11 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{эКВ}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (77)$$

где  $I_m$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3138}}{(50 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,64;$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (78)$$

$$R_u = 0,11 \cdot 1,64 = 0,18 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение не выше допустимого, что соответствует требованиям, предъявляемым к заземлителям согласно ПУЭ.

## 8.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Благодаря молниеотводам осуществляется защита от прямых ударов молнии.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие предметы. Благодаря этому защищаемый объект, более низкий по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если он будет полностью входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту объектов от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности.

Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, прожекторных мачтах, на крышах зданий, а также на отдельностоящих конструкциях.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Защита ОРУ 220 кВ ПС Аксака-тяговая от прямого удара молнии осуществляется пятью молниеотводами, установленными на линейных порталах. Рассчитаем зоны защиты на трех уровнях: на уровне земли, шинного и линейного портала.

Произведем расчет параметров защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода  $h = 21\text{ м}$ , тогда

Эффективную высоту молниеотвода найдем по формуле:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (79)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 21 = 19,32 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (80)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 21 = 31,5 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 11 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (81)$$

где  $h_{\text{эф}}$  – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 45 \cdot \left( 1 - \frac{11}{19,32} \right) = 13,565 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как:

$$h_{cx} = h_{\text{эф}} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (82)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \quad (83)$$

Рассмотрим параметры защиты молниеотводов 1-2. Расстояние между молниеотводами  $L=30\text{м}$ .

$$h_{cx} = 19,32 - 0,14 \cdot (30 - 21) = 18,06 ,$$

$$r_{cx} = 31,5 \cdot \left(1 - \frac{11}{19,32}\right) = 12,314$$

Подробный расчет приведён в Приложении А.

### 8.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования РУ подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Выбор ОПН производится в два этапа:

- 1) предварительный выбор;
- 2) после изучения влияющих факторов, окончательный выбор.

Предварительно выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-220 УХЛ1 (П – в полимерной крышке), произведенным ЗАО «Завод энергозащитных устройств».

Таблица 49 – Основные характеристики ОПН-П-220 УХЛ1

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	156
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$ , кВ	374
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$ , кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	650
Полная энергоемкость $W_c$ , кДж	624
Длина пути утечки внешней изоляции, см	560

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.д.р.} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}}, \quad (84)$$

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

$$U_{НР} = \frac{252 \cdot (1,02 \div 1,05)}{\sqrt{3}} = 152,8 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_B}, \quad (85)$$

где  $K_B$  – коэффициент зависимости от времени  $\tau$  (ГОСТ Р 53735.5).

$$U \leq \frac{146}{1,3} = 112,3 \leq 156$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_k \leq I_{\text{разр}},$$

$$\text{где } I_k = \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z_B}; \quad (86)$$

$U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

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

$Z_B$  – волновое сопротивление провода относительно земли.

$$I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}, \quad (87)$$

$$I_K = \frac{308 - 232}{506} = 0,15 \text{ кА}$$

$$0,15 \leq 10 \text{ кА}$$

ОПН прошел предварительную проверку.

Далее осуществляется окончательный выбор, чтобы убедиться в надежности выбранных ОПН.

Окончательный выбор ОПН производится с учетом требований ПУЭ, ПТЭ, руководящих указаний по защите от перенапряжений, а также неэлектрических воздействий. К последним весьма условно можно отнести:

- взрывобезопасность, длину пути утечки внешней изоляции ОПН, механические воздействия, климатическое исполнение и категорию размещения, температуру окружающей среды, а также вибрации, допустимый уровень частичных разрядов.

Для сетей до 220 кВ наиболее опасными являются грозовые перенапряжения, поэтому проверку характеристик по квазистационарным перенапряжениям проводит не обязательно.

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c, \quad (88)$$

$$5,6 \cdot 146 = 817,6 \text{Дж} \rightarrow 817,6 \geq 624 \text{кДж}$$

2) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям:

$$A_{зп110} = \frac{U_{исп} - U_{ост.зр}}{U_{исп}} = \frac{551 - 436}{551} = 0,206 \geq 0,2$$

3) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн110} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон}} = \frac{533 - 385}{533} = 0,278 \geq 0,25$$

4) Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.}, \tag{89}$$

$$3,02 \leq 40 \text{ кА}$$

Таким образом, в результате окончательной проверки, выбранные ОПН соответствуют предъявленным условиям.

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 9.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети

Релейной защитой называют комплекс автоматических устройств, которые предназначены для мгновенного определения повреждения, места его возникновения и отделения от ЭЭС повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях для обеспечения нормальной работы всей системы. Организация процессов средств релейной защиты осуществляется по принципу непрерывного оценивания технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. Релейная защита (РЗ) создает постоянный контроль состояния всех элементов ЭЭС и реагируют на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений устройства релейной защиты выявляют повреждённый участок и отключают его от ЭЭС, воздействуя на определенные силовые выключатели, которые предназначены для размыкания токов короткого замыкания.

Основным видом электрической автоматики является релейная защита, без которой не может быть осуществима нормальная работа энергосистем.

Раньше для защиты оборудования на подстанциях использовались только устройства РЗА электромеханического типа, которые состоят из реле электромеханического принципа работы. Сейчас активно используют устройства РЗА на микропроцессорной основе, старые электромеханические реле используют все реже и реже [11].

В данном дипломном для проектируемой ПС проекте установлены и рассмотрены новые комплекты микропроцессорных защит. Достоинства современных устройств РЗА:

1. Контролируемость;
2. Высокая точность;
3. Память.

#### 4. Компактность;

Главные комплексы защит, установленные для линии 35 кВ и трансформаторные подстанций с двухсторонним питанием. Для защит линий применяют нижеуказанные виды защит:

- Трехфазное АПВ;
- Токовая отсечка, МТЗ;
- Дистанционная защита;
- Улавливание синхронизма, контроль напряжения,.

В работе применяется микропроцессорная защита, это значит, что все вышеуказанные виды защит расположены в одном комплекте защиты.

Далее необходимо установить устройства защиты трансформатора. В качестве примера будет выполнена релейная защита трансформатора.

Следует учитывать повреждения и ненормальные режимы их работы при проектировании релейной защиты трансформатора, к которым относятся:

- а) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- б) многофазных замыканий на выводах и в обмотках;
- в) витковых замыканий в обмотках;
- г) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- д) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- е) понижения уровня масла;
- з) однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Для силовых трансформаторов, установленных на подстанции Причал, выбран шкаф защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, который включает в себя:

- Защита дифференциальная трансформатора с торможением;
- Газовая защита устройства РПН;

- Газовая защита трансформатора;
- Максимальная токовая защита;
- Защита от перегрузки.

Обычно, одновременно срабатывают не все виды защит. То, в данной ВКР трансформатор будет защищаться максимальной токовой защитой, газовой защитой трансформатора и защитой от перегрузки.

## **9.2 Релейная защита нового трансформатора**

На подстанции силовые трансформаторы защищаются шкафом защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, производитель ООО «НПП «ЭКРА».

На базе микропроцессорных терминалов серии БЭ2502 и реализован БЭ2704.ШЭ2607 148. Он необходим для выполнения функций резервной и основной защитой, автоматика двухобмоточных трансформаторов с наибольшим напряжением ВН до 35 кВ, управления выключателем ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой, а также функций защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-10 кВ[24].

### **9.2.1 Дифференциальная защита**

Дифференциальная защита, произведенная на принципе сравнения токов на входе и выходах, используется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита абсолютно селективна, она реагирует на повреждения в обмотках трансформатора, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени. Зона действия дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничивается местом установки трансформаторов тока, и включает в себя ошиновку СН, НН и присоединение ТСН, включенного на шинный мост НН. Ввиду ее сравнительной сложности, дифференциальная защита устанавливается в следующих случаях:

- на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше;
- на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВА и выше;
- на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на выводах высшего напряжения, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 секунд.

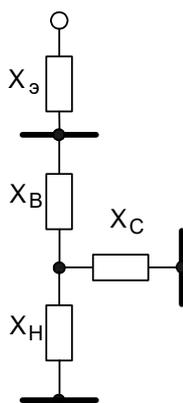


Рисунок 6 – Схема замещения трансформатора

Данные для расчёта:

Трансформатор:

ТДЦТНЖ – 40000/220.



Рисунок 7 – Трансформатор ТДТНЖ

$$U_{квс} = 12,5 \ %;$$

$$U_{кВН} = 22 \text{ \%};$$

$$U_{кСН} = 9,5 \text{ \%}.$$

Сопротивление системы:

$$X_{\text{сист.}} = \frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}} \quad (90)$$

Для составления схемы замещения вычисляются сопротивления сторон трансформатора:

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (U_{кВС} + U_{кВН} - U_{кСН}) \quad (91)$$

$$U_{к.В} = 0,5 \cdot (12,5 + 22 - 9,5) = 12,5\%;$$

$$U_{к.С} = 0,5 \cdot (U_{кВС} + U_{кСН} - U_{кВН}) \quad (92)$$

$$U_{к.С} = 0,5 \cdot (12,5 + 9,5 - 22) = 0\%;$$

$$U_{к.Н} = 0,5 \cdot (U_{кВН} + U_{кСН} - U_{кВС}) \quad (93)$$

$$U_{к.Н} = 0,5 \cdot (22 + 9,5 - 12,5) = 9,5\%;$$

$$X_{\text{Т.ВН}} = \frac{U_{кВ}}{100} \cdot \frac{U_{\text{номВН}}^2}{S_{\text{T}}} \quad (94)$$

$$X_{\text{Т.ВН}} = \frac{12,5}{100} \cdot \frac{230^2}{40} = 165,31 \text{ Ом};$$

$$X_{T.CH} = \frac{U_{\kappa C}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}CH}^2}{S_T} \text{ Ом}; \quad (95)$$

$$X_{T.CH} = \frac{0}{100} \cdot \frac{27,5^2}{40} = 0 \text{ Ом};$$

$$X_{T.HH} = \frac{U_{\kappa H}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}HH}^2}{S_T} \quad (96)$$

$$X_{T.HH} = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{11^2}{80} = 0,287 \text{ Ом};$$

Сопротивление КЗ на сторонах СН и НН:

$$X_{\kappa.C} = X_{.C2.} + X_{T.B} \quad (97)$$

$$X_{.C2.} = \frac{E_C}{I_{\kappa 3} \cdot \sqrt{3}} \quad (98)$$

$$X_{.C2.} = \frac{220}{3,02 \cdot \sqrt{3}} = 42,06 \text{ Ом};$$

$$X_{\kappa.C} = 42,06 + 165,31 = 207,37 \text{ Ом};$$

$$X_{\kappa.H} = X_{.C2.} + X_{T.B} + X_{T.H} \quad (99)$$

$$X_{\kappa.H} = 42,06 + 165,31 + 0,074 = 207,66 \text{ Ом};$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах среднего напряжения:

$$I_{K3.CH}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_{к.С}}; \quad (100)$$

$$I_{K3.CH}^{(3)} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 207,37} = 612,51 \text{ А};$$

$$I_{K3.CH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3.CH}^{(3)}; \quad (101)$$

$$I_{K3.CH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 612,51 = 530,45$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах низкого напряжения:

$$I_{K3.HH}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_{к.Н}} \quad (102)$$

$$I_{K3.HH}^{(3)} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 207,66} = 611,66 \text{ А};$$

$$I_{K3.HH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3.HH}^{(3)} \quad (103)$$

$$I_{K3.HH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 611,67 = 529,72 \text{ А};$$

Первичный ток трансформатора на ВН определяются по выражению:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} \quad (104)$$

Далее подбираем коэффициент трансформации ТТ. Ток во вторичной цепи трансформаторов тока:

$$n_{ТА.расч.} = \frac{I_{ном.ВН} \cdot k_{сх.}}{5} \quad (105)$$

$$I_{втор.ВН} = \frac{k_{сх.Δ} \cdot I_{ном.ВН}}{k_{т.ВН}} \quad (106)$$

Все результаты расчета приведены в таблице 50.

Таблица 50 – Расчет параметров трансформаторов тока

Параметр	Результаты		
	ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора	100,41	839,78	2099
Схема соединения трансформатора тока	Δ	Δ	Y
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Расчётный коэффициент трансформации ТА	$\frac{348}{5}$	$\frac{2078}{5}$	$\frac{6998}{5}$
Коэффициент трансформации	$\frac{100,41}{5}$	$\frac{839,78}{5}$	$\frac{2099}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты	2,174	2,424	1,312

### 9.2.2 Максимальная токовая защита трансформатора

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_{OTC} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС}, \quad (107)$$

где  $K_{OTC}$  – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{ЗАП}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5.  $K_{ЗАП} = 2,5$  – для городских сетей общего назначения,  $K_{ЗАП} = 2$  – для сельских сетей;

$K_B$  – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{РАБ.МАКС}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Найдем рабочий максимальный рабочий ток на ВН,СН,НН.

$$I_{РАБ.МАКС.ВН} = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} \quad (108)$$

$$I_{РАБ.МАКС.ВН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,41 \text{ А};$$

$$I_{РАБ.МАКС.СН} = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.СН}} \quad (109)$$

$$I_{РАБ.МАКС.СН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 839,78 \text{ А};$$

$$I_{РАБ.МАКС.НН} = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}} \quad (110)$$

$$I_{РАБ.МАКС.НН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2099 \text{ А};$$

Первичный ток срабатывания МТЗ на ВН, СН, НН:

$$I_{СР.МТЗ.ВН} = \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.ВН} \quad (111)$$

$$I_{СР.МТЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 100,41 = 334,7 \text{ А};$$

$$I_{СР.МТЗ.СН} = \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.СН} \quad (112)$$

$$I_{СР.МТЗ.СН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 839,78 = 2799 \text{ А};$$

$$I_{СР.МТЗ.НН} = \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.НН} \quad (113)$$

$$I_{СР.МТЗ.НН} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 2099 = 6998 \text{ А};$$

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраивается от максимального нагрузочного тока трансформатора без учета самозапуска для ВН, СН, НН:

$$I'_{СР.МТЗ.ВН} \geq \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.ВН} \quad (114)$$

$$I'_{СР.МТЗ.ВН} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 100,41 = 133,88 \text{ А};$$

$$I_{CP.MT3.CH} \geq \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.CH} \quad (115)$$

$$I_{CP.MT3.CH} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 839,78 = 1120 \text{ A};$$

$$I_{CP.MT3.HH} \geq \frac{K_{OTC}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.HH} \quad (116)$$

$$I_{CP.MT3.HH} \geq \frac{1,2}{0,9} \cdot 2099 = 2799 \text{ A};$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению для ВН, СН, НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{УСТ}}} \quad (117)$$

где  $I_{\text{КЗ,МИН}}$  – ток в месте установки защиты, приведенный к вторичным величинам, при расчетном виде КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока в месте установки защиты;

$I_{\text{УСТ}}$  – принятое значение тока срабатывания ИО тока МТЗ.

$$K_{\text{ч.ВН}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{CP.MT3.ВН}} \quad (118)$$

$$K_{ч.ВН} = \frac{1117}{133,88} = 8,34$$

$$K_{ч.СН} = \frac{I_{КЗ.МИН} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}}{U_{НОМ.СН}}}{\Gamma_{СР.МТЗ.СН}} \quad (119)$$

$$K_{ч.СН} = \frac{1117 \cdot \frac{230}{27,5}}{1120} = 8,34$$

$$K_{ч.НН} = \frac{I_{КЗ.МИН} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}}{U_{НОМ.НН}}}{\Gamma_{СР.МТЗ.НН}} \quad (120)$$

$$K_{ч.СН} = \frac{1117 \cdot \frac{230}{11}}{2799} = 8,34$$

### 9.2.3 Защита от перегрузки

В трансформаторов от перегрузки в течении длительного времени. Поэтому оперативного персонала при защита от перегрузок трансформаторов действует на сигнал. При его отсутствиях на объектах, контроля над перегрузками трансформаторов осуществляются с помощью телемеханик. Защитой от перегрузок на объектах без постоянных дежурных персонала может работать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защит от перегрузки согласны ПУЭ устанавливается на трансформаторе мощностью 0,4 МВт и более. Защита от перегрузок при симметричных нагрузках может осуществляться реле, который устанавливают в одной фазе [5].

Защищает трансформатор от симметричной перегрузки. На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается на обеих сторонах трансформатора.

Защита действует на сигнал. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени (7 ÷ 9) с.

1. Защита от перегрузки на стороне ВН (на сигнал):

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}, \quad (121)$$

где  $K_{\text{ОТС}}$ —коэффициент отстройки, 1,05;

$K_{\text{В}}$ —коэффициент возврата, 0,95;

$I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}$ —первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты 100,41 А;

$$I_{\text{СЗ.ВН}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 100,41 = 110,98 \text{ А};$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН:

$$I_{\text{СЗ.ВН}} = 111 \text{ А};$$

Время срабатывания защиты от перегрузки стороны ВН  $T_{\text{сз}} = 9,5 \text{ с}$ .

1. Защита от перегрузки на стороне НН (на сигнал):

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = K_{\text{ТТ.ВН-НН}} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ.ВН}}; \quad (122)$$

$$I_{\text{НАГР.МАХ.НН}} = 5,833 \cdot 100,41 = 585,69 \text{ А};$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{НАГР.МАХ.НН}};$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 585,69 = 647,34 \text{ А}.$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки стороны НН:

$$I_{\text{СЗ.НН}} = 647,34 \text{ А};$$

Время срабатывания защиты от перегрузки стороны НН  $T_{\text{сз}} = 9,5 \text{ с}$ .

#### 9.2.4 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является самой чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применяется газовая защита является обязательной на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным [5].

Действие газовой защиты заключается в том, что всякие, даже малые повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) провоцируют разложение масла и органической изоляции, что способствует выделению газа. Химический состав газа и интенсивность газообразования зависят от размеров и характера

повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при замедленном газообразовании был предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что соответствовало коротким замыканиям, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Газовая защита срабатывает на сигнал и на отключение или только на сигнал при понижении уровня масла в баке автотрансформатора или трансформатора.

Газовая защита является универсальной и самой чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений, а при некоторых критических повреждениях срабатывает только она, так как другие защиты, контролирующие электрические параметры, ощутить эти режимы не могут. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, поломки переключателей устройств РПН и многие другие, которые будут сопровождаться местным увеличением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака [5].

От характера и размеров повреждения зависят интенсивность газообразования и химический состав газа. Защита выполнена так, чтобы при замедленном газообразовании звучал предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что характерно при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. При опасном понижении уровня масла в баке трансформатора, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал.

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

При большом выделении газа срабатывает вторая ступень ГЗ, уменьшении уровня масла в газовом реле, или при быстром движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Плюсы газовой защиты заключаются в ее высокой чувствительности и срабатывание практически на все виды повреждения внутри бака, маленькое время срабатывания, низкая сложность выполнения, способность защищать трансформатор при критическом понижении уровня масла по разным причинам.

Так же защита имеет ряд существенных минусов. Самым важным является то, что эта защита не срабатывает на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может сработать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, например, после ремонта системы охлаждения, при доливке масла и др. Ложные срабатывания защиты так же возможны на трансформаторах, установленных в районах, где случаются землетрясения. В вышеописанных случаях разрешается возможность перевода действующего элемента на сигнал. Из-за этого газовую защиту запрещено использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

### **9.3 Автоматика на ПС Аксака-тяговая**

На ПС выбран объем автоматизированного управления описанный ниже:

- включение и отключение охлаждающих устройств трансформаторов;
- релейная защита (РЗ) линий и элементов подстанции;
- трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ) линий 6 кВ;
- регулирование коэффициента трансформации трансформаторов под нагрузкой;
- обогрев приводов разъединителей и выключателей;
- автоматическая регистрация аварийных и предаварийных режимов;
- работа отопления зданий;
- включение и отключение силовых трансформаторов 35/6 кВ, линий 6 кВ.

Со щита постоянного тока осуществляется электропитание систем управления и автоматики.

Сигнализация на ПС предусмотрена в ниже приведённом объеме:

-индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов релейной защиты, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;

-световая сигнализация положения аппаратов с дистанционным управлением:

-резервная (в минимальном объеме) – центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности.

-основная – индивидуальная световая и обобщенная звуковая – предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправностях и аварийных режимах энергосистемы.

В данном разделе был произведен выбор шкафа релейной защиты ШЭ2607 148, релейной защиты нового трансформатора, т.е дифференциальная защита, максимальная токовая защита трансформатора, защита от перегрузки, газовая защита трансформатора, а также автоматика на ПС Аксака-тяговая.

## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 10.1 Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы. При работе с электроустановками персонал должен иметь соответствующую профессиональную подготовку. Требования, предъявляемые при монтажных работах:

1. Профессиональная подготовка работников, повышение его уровня подготовленности, проверка знаний, умений, навыков и инструктажи осуществляются согласно требованиям нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работы персонала;

2. Проверка здоровья работника должна проводиться до его принятия на работу. Совмещаемые профессии должны указываться в направлении на медицинский осмотр;

3. Электротехнический персонал должен осуществлять эксплуатацию электроустановок, поэтому перед допуском к самостоятельной работе, он должен быть обучен первой помощи пострадавшим от электрического тока.

4. Стажеры должны быть закреплены за опытным персоналом;

5. Персонал, занимающийся электромонтажными работами, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты согласно условиям работы на основании отраслевых норм;

6. Персонал, находящийся на строительном-монтажной площадке должен носить защитные каски. Без средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Безопасность при монтаже и ремонте воздушных линий, подключаемых к подстанциям Уктур и Высокогорная.

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам:

1. Работа выполняется на большой высоте;

2. Работа требует постоянной проверки оборудования, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в цепях воздушных линий.

3. Работа, связанная с погодными условиями;

4. Электромонтажники находятся друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет проверку безопасности их труда;

5. Работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств.

Самым безопасным способом подъема рабочих на высоту является подъем с помощью автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным, потому для безопасности работников на опорах необходимо строго выполнять все требования техники безопасности.

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ.

Если сила ветра 6 баллов и более, то выполнение монтажных работ на высоте запрещено. Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния ПС «Аксака-тяговая» должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1. Вызываемые нормальными условиями работы подстанции усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т.п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2. При нарушении нормальных условий работы подстанции была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3. При снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться

безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4. Была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

Работники, которые обслуживают РУ, должны иметь схемы и указания по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

Для предотвращения возможности ошибочных действий персонала, РУ 220 кВ подстанции должны быть оборудованы блокировкой, а она в свою очередь должна быть всегда опломбирована.

## **10.2 Экологичность**

На открытом воздухе на территории подстанции установлены 2 трансформатора.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

- 1) магнитострикционный эффект;
- 2) силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- 3) силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней сердечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем. Определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если

известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории.

### 10.2.1 Расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции

В выпускной квалификационной работе произведена разработка однолинейных схем РУ ВН, СН и НН проектируемой ПС Аксака-тяговая.

Персонал, обслуживающий трансформаторную подстанцию, обязан осматривать оборудование. Так как на ТП устанавливаются трансформаторы, являющиеся источниками шума, то нам необходимо провести расчет шума, производимого этими трансформаторами.

На данной трансформаторной подстанции установлены 2 трехобмоточных трансформатора ТДТНЖ-25000/220/27.5/10.

Таблица 51 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, кВ*А	Класс напряжениякВ	Тип территории
2	Трехфазный трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой на стороне ВН, для электрифицированных железных дорог	40	220	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

Решение:

1. В соответствии с [8], определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее

жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов. Допустимый уровень шума для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам составляет: 45 дБА [8].

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель трансформатора известна из расчетной части проекта), согласно. В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для автотрансформатора с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла уровень звуковой мощности составляет ( $S_{ном} = 40$  МВА,  $U_{ном} = 220$  кВ):

$$L_{WA} = 99 \text{ дБА.} \quad (123)$$

Т.к. на ПС установлены два автотрансформатора, примем поправку:

$$L_{p.a} = 99 + 3 = 102 \text{ [2]} \quad (124)$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{p.a}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума создаваемый данным источником будет равным  $L_A$  (см. рисунок 1).

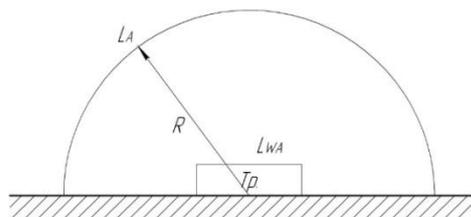


Рисунок 8 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (125)$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы,  $m^2$ ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2. \quad (126)$$

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

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (127)$$

где  $S = \pi R^2$ .

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 2. Расстояния  $R_1$  и  $R_2$  неизвестны, а  $l$  - известно (из проекта).

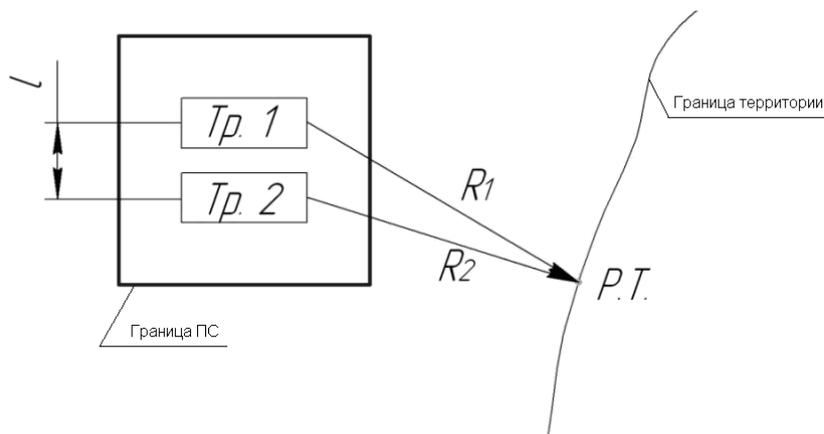


Рисунок 9 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Проведем расчет шума трансформаторов на расстоянии  $R = 1257$  м, т. к. именно на этом расстоянии находится ближайших жилой дом

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$  то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 L_{PAi}}, \quad (128)$$

где  $N$  - количество источников шума;

$L_{PAi}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 102} = 105, \text{ дБА.}$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = DY_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ .

Исходя из принятых допущений выражение (1) можно переписать в следующем виде

$$DY_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} \quad (129)$$

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

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DY_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (130)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(105-45)}}{2\pi}} = 399,503, \text{ м}$$

Вывод: В результате расчетов, получено минимальное расстояние от трансформаторной подстанции до территории жилой застройки равное 399,503 м. Поскольку расстояние от ПС до территории жилой застройки составляет 1257 м, то санитарно-гигиенические требования по шуму выполняются.

### 10.3 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность предназначена для обеспечения безопасности людей и сохранение материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Пожар на подстанции может произойти из-за электрических аппаратов, например, масляные выключатели, ТТ, силовые трансформаторы,

трансформаторы напряжения; работы при которых могут возникнуть искры (сварка, резка); поджог, удар молнии; терроризм и т.д.

Так как на ПС есть риск возникновения пожара, нужно организовать комплекс мер противопожарной защиты, который включает в себя:

- Меры для обеспечения безопасности жизнедеятельности, которые представляют собой следующие мероприятия: аварийное освещение, пожарная сигнализация, световые аварийные знаки выхода, противопожарные стены между этажами зданиями и помещениями с высокой пожароопасностью для предотвращения распространения огня.

- Пассивная противопожарная защита – это методы для контролирования распространения огня и минимальными последствий пожара. Эта защита сдерживает огонь в узкой местности на протяжении определенного периода времени. В элементы пассивной защиты входят: огнезащитные системы, противопожарные преграды, использование негорючих и недымящихся строительных материалов, присутствие щебня вокруг масляного оборудования.

- Активная противопожарная защита – это само тушение пожара. В настоящий момент все трансформаторы и реакторы снабжаются установками автоматического пожаротушения. Также прибывают пожарные бригады на место пожара. В процессе тушения воздушно-пенным методом пеногенераторы, пожарный ствол и насосы пожарного автомобиля непременно заземляют. При этом вся пожарная бригада снабжается диэлектрическими перчатками и ботами или сапогами, это относится и к водителям пожарных машин.

При тушение электроустановок можно производить только распыленной струей с насадками НРТ-5 с расстояния не менее 5 м. Компактная струя в виду её малого сопротивления и хорошей проводимости не подходит для тушения установок под напряжением.

При тушение с помощью порошковых огнетушителей запрещается (без выполнения заблаговременных испытаний по ГОСТ Р 51057 или ГОСТ Р

51017) тушение электрооборудования, находящееся под напряжением выше 1000 В.

Применение углекислотных огнетушителей запрещается для тушения пожаров, в которых участвует электрооборудование, которые находятся под напряжением выше 10 кВ.

При тушении электрооборудование, находящиеся под напряжением выше 1000 В, запрещается использовать углекислотные огнетушители с содержанием паров воды в диоксиде углерода более 0,006% масс.

Пожарная техника безопасности, которая предназначена для защиты ОРУ, разделяется на следующие группы:

- пожарные машины,
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование,
- ручной инструмент,
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На производственных предприятиях энергетики часто применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Самый дешевый и популярный способ тушения пожара водой.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Ещё сильная струя воды облегчает тушение пожара, так как сбивает пламя.

Возле каждого взрывоопасного оборудования находится песок и огнетушители, как первичные средства пожаротушения.

Газовые огнетушители специализированы для тушения не очень больших очагов горения веществ и электроустановок, кроме тех веществ, для горения которых не нужен кислород. В использовании самые распространенные углекислотные огнетушители.

Для небольших очагов возгорания щелочных металлов предназначены порошковые огнетушители. Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения не очень больших очагов горения волокнистых и других твердых металлов и электроустановок.

На территории открытого распределительного устройства, средства, которые необходимы в первую очередь, размещаются на специальных постах в подходящем для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, расположены на тропах обхода территории ОРУ. 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 снабжены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

На высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя, располагаются переносные огнетушители. Разрешается монтаж огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна гарантировать удобный доступ к нему.

При производстве таких работ как сварка или резка металла, можно при тушение небольшого пожара использовать асбестовое полотно, войлок, кошмы, с помощью которых можно путем набрасывания полотна на горящую поверхность.

Песок используется при тушение загораний и не очень больших очагов пожаров горючих жидкостей, который должен находиться постоянно сухим, без комков и инородных примесей. Ещё должен храниться в металлических ящиках, укомплектованных совковой лопатой или большим совком.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был проведён структурный и режимный анализ существующей электрической сети.

Рассчитаны вероятностные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надёжной и экономически выгодной электрической сети.

Предложены несколько вариантов развития электрической сети данного района проектирования, всё принятое к установке оборудование соответствует климато-географическим условиям установки, а также обладает большим запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания, а, значит, способно выполнять свои функции в нормальном и аварийных режимах. с применением инновационного оборудования и использования элементов активно-адаптивной сети, позволяющие повысить надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии, уменьшить потери электроэнергии в сети.

Выполнены расчёты нормальных режимов и токов короткого замыкания.

Осуществлён выбор оптимального варианта подключения новой подстанции Аксака-тяговая в действующей сети.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.
- 2 Ананичева С.С, Мызин А.Л. , С.Н. Шелюг Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: учеб. пособие: рек. ДВ УМЦ/ 2008. – 54 с.
- 3 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.
- 4 Беркович М.А. и др. Основы техники релейной защиты. – М.: Энерго-атомиздат, 1984. – 376 с.
- 5 Гуревич, Ю.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 192 с.
- 6 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 592 с.
- 7 Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 8 Нормативы численности промышленно-производственного персонала распределительных электрических сетей. – М. : «ЦОТЭНЕРГО», 2007. – 33 с.
- 9 Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. – М.: Минэнерго СССР, 1978. – 40 с.
- 10 Плащанский Л.А. Основы электроснабжения. Раздел «Релейная защита электроустановок»: Учебное пособие. – М.: Изд-во Московского гос.горного ун-та, 2003. – 141 с.

11 Приказом Минэнерго России от 26.02.2021 №88 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2026 годы» (26 февраля 2021 г.).

12 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.

13 Релейная защита и автоматика электрических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. - Б. ц.

14 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.

15 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ. Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

16 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

17 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических

18 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие для Вузов/А.А. Федоров, Л.Е. Старкова - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

19 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с.

20 Шестаков, Д.Н. Расчет максимальной токовой защиты и токовых отсечек линий 6, 10, 35 кВ. – Курган: Изд-во Курганского гос. ун-та, 2007. -31 с.

21 Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М.: Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

22 Электробезопасность [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с. : ил. - Б. ц..

23 Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах [Электронный ресурс] : метод. указания к самостоят. работе / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 87 с. - Б. ц.

24 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. М.: Энергоатомиздат, 1988. – 385 с.