

**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 электрической сети напряжением 110 кВ Приморского края на участке подстанция Садовая – подстанция Смоляниново-тяга для приведения ее в нормативное техническое состояние

Исполнитель

студент группы 742 об2

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.О. Мунькин

Руководитель

профессор, доктор. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Н.В. Савина

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 Муныкина Александра Олеговича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрической сети напряжением 110 кВ Приморского края на участке подстанция Садовая – подстанция Смоляниново-тяга для приведения ее в нормативное техническое состояние

(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: контрольные замеры нагрузок подстанции рассматриваемого района, электрическая схема подстанции, результаты преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района реконструкции, расчет элек-х нагрузок, расчет и анализ режимов, разработка вариантов реконструкции, расчет ТКЗ, выбор оборудования, разработка молниезащиты, конструктивное исполнение ПС, РЗиА, экономическая эффективность, БЖД

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 17 рисунков, 68 таблиц, 30 источников, 8 листов графической части

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., доктор.техн.наук, профессор

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 179 с., 17 рисунков, 68 таблиц, 3 приложения, 30 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПРОГНОЗ НАГРУЗОК, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РАСЧЕТ РЕЖИМОВ, ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ в районе подстанции Смоляниново/тяга – подстанции Садовая электрических сетей АО «ДРСК».

Основная цель данного ВКР является анализ нормальных и послеаварийных режимов сети, определение загруженности отдельных элементов сети и при необходимости внесения изменений в состав оборудования. Предложены варианты реконструкции электрических сетей. Из предложенных вариантов нужно выбрать наиболее оптимальный с точки зрения требуемых капиталовложений и сохранения параметров режимов в допустимых пределах.

В процессе выполнения работы был выполнен расчёт прогноза роста нагрузок с перспективой на 5-летний период; с учетом рассчитанных нагрузок произведен расчет режимов сети, технико-экономический расчет, также расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; сделан расчет и разработка заземления, молниезащиты подстанции, а также рассчитаны уставки релейной защиты и автоматики. Произведен инвестиционный анализ проекта и его экономическая эффективность, также рассмотрена безопасность и экологичность для данного варианта реконструкции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Общая характеристика района реконструкции	11
1.1 Климатическая характеристика района реконструкции	11
1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района реконструкции	13
2 Расчёт электрических нагрузок	21
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	
3 Расчёт и анализ существующих режимов	28
4 Разработка вариантов реконструкции электрической сети	38
4.1 Разработка возможных вариантов реконструкции сети	38
4.2 Выбор элементов схемы сети при ее развитии	43
4.2.1 Выбор типов схем РУ подстанций	43
4.2.2 Выбор сечений проводников	44
4.2.3 Компенсация реактивной мощности	46
4.2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	48
4.3 Техничко-экономическое сопоставление вариантов 1 и 4	50
4.3.1 Расчёт капиталовложений	50
4.3.2 Расчет эксплуатационных издержек	53
4.3.3 Расчет потерь электроэнергии	54
4.3.4 Определение минимума дисконтированных затрат	56
5 Расчёт токов короткого замыкания	57
5.1 Составление схем замещения	57
5.2 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК	59
5.3 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3	61
5.4 Расчет токов короткого замыкания	63
6 Выбор и проверка электрических аппаратов	68
6.1 Конструктивное исполнение ПС	68

6.2	Выбор и проверка выключателей	68
6.3	Выбор и проверка разъединителей	74
6.4	Выбор и проверка трансформаторов тока	74
6.5	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	85
6.6	Выбор и проверка токоведущих частей	86
6.7	Выбор подвесных изоляторов	94
6.8	Выбор опорных и проходных изоляторов	94
6.9	Выбор ограничителей перенапряжений	97
6.10	Выбор КРУ на 35 и 27,5 кВ	103
6.11	Выбор и проверка ТСН	104
6.12	Выбор аккумуляторных батарей	105
7	Разработка молниезащиты и заземления проектируемой ПС	109
7.1	Конструктивное исполнение заземления и его расчет	109
7.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	113
7.3	Оценка надежности молниезащиты ПС	117
8	Релейная защита и автоматика	122
8.1	Расстановка комплексов защиты и автоматики	
8.2	Релейная защита силового трансформатора на реконструируемой ПС	
	Смоляниново/тяга	124
8.2.1	Расчет дифференциальной защиты трансформатора	124
8.2.1.1	Расчет уставки ДТО	131
8.2.1.2	Расчет ДЗТ	132
8.2.1.3	Расчет группы чувствительных уставок	136
8.2.1.4	Проверка чувствительности ДЗТ	137
8.2.1.5	Выбор уставки сигнализации тока небаланса	138
8.2.1.6	Выбор уставок ДЗТ при возникновении БНТ	138
8.2.2	Расчет резервных защит	140
8.2.3	Расчет уставок МТЗ	140
8.2.4	Расчет уставок защиты от перегрузки	144
8.3	Автоматика	145

9 Расчёт и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети	147
9.1 Расчет нормального режима и его анализ	147
9,2 Расчет послеаварийного режима и его анализ	153
10 Инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции электрической сети	157
11 Безопасность и экологичность	160
11.1 Безопасность	160
11.1.1 Охрана труда при оперативном обслуживании и осмотрах электроустановок	160
11.1.2 Требования безопасности при производстве работ на кабельных линиях:	161
11.1.3 ТБ при обслуживании масляных трансформаторов:	163
11.2 Экологичность	164
11.3 Чрезвычайные ситуации	169
Заключение	172
Библиографический список	173

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АРКТ – автоматическое регулирование коэффициента трансформации;
- АТ – автотрансформатор;
- АТЭЦ – Артемовская теплоэлектроцентраль;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высшее напряжение;
- ГРУ – главное распределительное устройство;
- ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;
- ДЗ – дистанционная защита;
- ДЗТ – дифференциальная защита с торможением;
- ДТО – дифференциальная токовая отсечка;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- ИПБ – информационный признак блокирования;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередач;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низшее напряжение;
- ОПН – ограничитель напряжения нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОЭС – объединенная энергетическая система;
- ПА – послеаварийный;
- ПаГРЭС- Партизанская гидрорециркуляционная электростанция
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;  
ПТН – преобразователь ток – напряжение;  
ПУЭ – правила устройства электроустановок;  
РЗ – релейная защита  
РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;  
РУ – распределительное устройство;  
СВ – секционный выключатель;  
СГ – синхронный генератор;  
СН – собственные нужды;  
СТ – силовой трансформатор;  
СШ – секция шин  
ТБ – техника безопасности;  
ТГ – турбогенератор;  
ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;  
ТКЗ – токи короткого замыкания  
ТН – трансформатор напряжения;  
ТТ – трансформатор тока;  
ЧС – чрезвычайная ситуация  
ШСВ – шино-соединительный выключатель;  
ЭДС – электродвижущая сила;  
ЭС – энергетическая система;  
ЭЭС – электроэнергетическая система;  
DPP – дисконтированный период окупаемости



## ВВЕДЕНИЕ

Для энергосистемы Приморского края характерна положительная динамика потребления электроэнергии. Наибольший рост наблюдается для следующих групп потребителей: добыча полезных ископаемых; обрабатывающие производства; водоснабжение; сбор и утилизация отходов; оптовая и розничная торговля; городское и сельское население.

Тема выпускной квалификационной работы: «Реконструкция электрической сети 110 кВ Приморского края на участке ПС Садовая — ПС Смоляниново-тяга электрических сетей АО «ДРСК» с целью их приведения в нормативное техническое состояние».

Актуальность работы заключается в том, что рост потребления электрической энергии приводит к повышению нагрузки на отдельные элементы сети, в результате чего могут оказаться перегруженными как линии электропередачи, так и трансформаторы, установленные на подстанциях, что негативно сказывается на надежности питания потребителей и, следовательно, делает реконструкцию участков сети необходимой.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ режима существующей сети. разработка наиболее экономически выгодного варианта реконструкции, если это нужно, то внесение изменений в состав оборудования.

Требуется решить следующие задачи для успешного выполнения данной цели:

- сделать анализ ЭЭС;
- проанализировать нормальные и послеаварийные режимы сети;
- разработать варианты реконструкции сети рассматриваемого района;
- произвести расчет токов короткого замыкания;
- если не обходится реконструкция ПС, то произвести выбор оборудования;
- осуществить разработку заземления и молниезащиты ПС;
- выбрать устройства РЗА;

- рассчитать срок окупаемости данного варианта реконструкции;
- выполнить расчет безопасности и экологичности проекта;

Для решения поставленных задач в данной выпускной квалификационной работе была описана краткая характеристика района реконструкции сети, выбран эквивалент сети, проведен расчет вероятностных и прогнозируемых характеристик нагрузок потребителей района реконструкции, составлены варианты реконструкции сети района, где будут вестись работы, выбран наиболее эффективный вариант с точки зрения экономичности. Были рассчитаны токи короткого замыкания в узлах выбранной подстанции, выбрано силовое оборудование на подстанции. Был произведен расчет заземления и молниезащиты проектируемой подстанции. Описано конструктивное исполнение распределительного устройства реконструируемой подстанции. Был произведен расчет основных и резервных защит силового трансформатора. Произведен расчет и анализ максимальных, минимальных и послеаварийных режимов после реконструкции сети. Произведена оценка инвестиционной привлекательности выбранного варианта реконструкции. Описана безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции сети.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы MathCad 15, Microsoft Excel, Microsoft Visio, RastrWin 3.

Графическая часть включает 8 листов формата А1.

# 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ШКОТОВСКОГО РАЙОНА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

## 1.1 Климатическая характеристика района реконструкции

Участок реконструкции находится в Шкотовском районе. Шкотовский район находится в южной части Приморского края и состоит из двух территорий – южной и северной. Общая протяженность границы Шкотовского муниципального района составляет 334,9 км, из них 286,7 км – сухопутная часть и 48,2 км – водная часть границы. Район окружён с трёх сторон хребтами: на севере – горами Пржевальского (гора Лысая, 1241 м), на востоке – хребтом Большой Воробей (гора Туманная, 1229 м), на юге – Ливадийским хребтом (гора 78 Ливадийская (Пидан), 1332 м). На юге расположен участок среднегорного расчлененного рельефа – ступенчато-расчлененное среднегорье. На севере района выделяется участок плоскогорного среднегорья и низкогорья. Значительную восточную часть района занимает низкогорный рельеф. Центральную часть Шкотовского района занимает мелкогорный и холмисто-увалистый рельеф, образующий придолинный уровень.

Среднемесячная температура воздуха колеблется от минус 13,0 °С в январе, до плюс 19,4 °С в августе. Средний годовой уровень осадков 650-800 мм.

Средняя глубина промерзания грунта по данным многолетних наблюдений не превышает 150 см.

Ветры в данном районе имеют муссонный характер. Зимой направление ветра с севера и северо – запада, летом – с юга, юго – запада.

Учитывая направления ветров была проанализирована трасса действующей линии, опоры расположены правильно вдоль ветра, а не поперек, следовательно, трасса не меняется, а остаётся исходной.

Значение климатических характеристик и района размещения нужны: для выбора оборудования (климатическое исполнение (УХЛ1, У1 и т.д.), выбора марки провода, выбор трассы ВЛ, расчёт заземления, выбора изоляции.

Применяется метод сбора, обобщения и анализа статистических данных для выбора усреднённых значений климатических величин необходимых для дальнейшего расчёта ВКР в данном районе.

Численные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	V
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	30
Район по ветру	IV
Нормативное ветровое давление, Па	800(36 м/с)
Интенсивность пляски проводов	умеренная
Степень загрязнения атмосферы	II
Относительная влажность воздуха, %	70-80
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 10 до 20
Удельная плотность ударов молнии в землю, $1/(км^2 \cdot год)$	1
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	+3,9
Средний минимум, °С	-13,0
Абсолютный минимум, °С	-31,4
Средний максимум, °С	+19,4
Абсолютный максимум, °С	+33,6



Рисунок 1 - Географическая карта схемы района

По карте схеме видно, что рассматриваемый район проходит в зоне лесов, следовательно, по трассе нужно обеспечить промежуток, где будет вестись периодически вырубка леса.

## 1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района реконструкции

Рассматриваемый район реконструкции относится к району южных электрических сетей. ПС 110 кВ «Смольяниново-тяга» и ПС 110/6 кВ «Садовая», а также примыкающие к ней подстанции относятся к энергорайону между Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС.

В данной работе в качестве источника питания выбраны: Артемовская ТЭЦ установленной мощностью 400 МВт и Партизанская ГРЭС установленной мощностью 199,744 МВт.

Артемовская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Установленная мощность электростанции - 400 МВт, тепловая мощность - 300 Гкал/час. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч. Тепловая схема станции

выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используются каменный и бурый уголь.

Генерирующее оборудование станции включает 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт:

- турбоагрегат № 5 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100 введён в 2000 году;
- турбоагрегат № 6 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100 введён в 2004 году;
- турбоагрегат № 7 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100 введён в 1966 году;
- турбоагрегат № 8 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100 введён в 1967 году.

Пар для турбин вырабатывается восьмью котлоагрегатами БКЗ-220- 100ф производительностью 220 тонн пара в час каждый. Система охлаждения оборотная с градирнями, для водоснабжения станции используется водозаборный узел на реке Артёмовке.

Таблица 2 - Паспортные данные генератора

Название величины	ТВФ-100
1	2
Активная мощность, P (МВт)	100
Косинус угла $\varphi$ , $\cos\varphi$	0,8
Полная мощность, S (МВА)	117,5
Номинальное напряжение, $U_{ном}$ (кВ)	10,5
Номинальный ток, $I_{ном}$ (кА)	6,475
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, $x''_{d*}$ (о.е.)	0,191

Выдача электроэнергии и мощности станции производится через ОРУ напряжением 220, 110 кВ по следующим линиям электропередачи рассматриваемого района реконструкции:

- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Береговая-2;

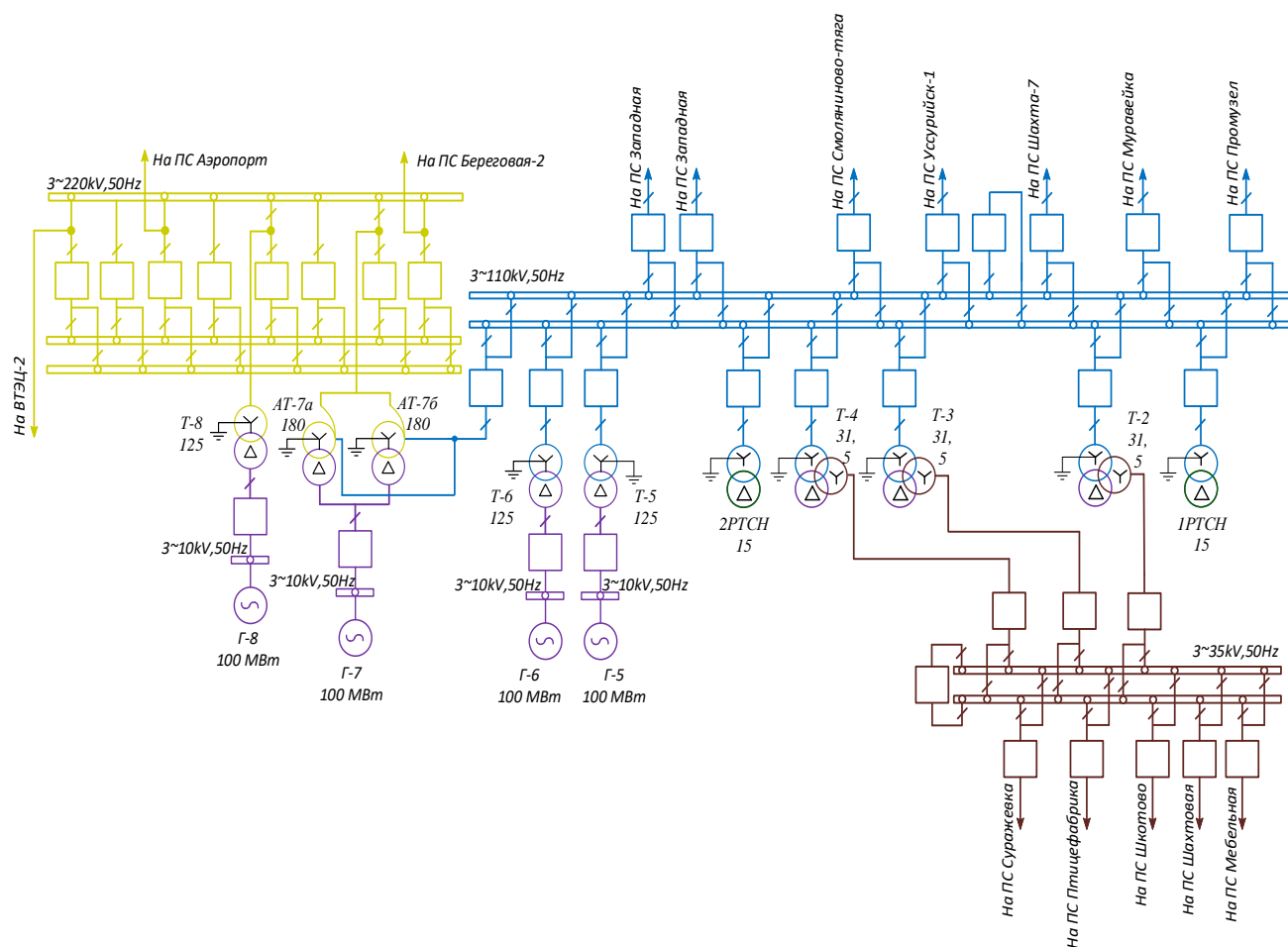


Рисунок 1 – Электрическая схема Артёмовской ТЭЦ

В связи с выработкой оборудованием продлённого паркового ресурса и ограниченной работоспособностью ряда зданий и сооружений, делающей невозможным проведение модернизации оборудования, встает вопрос о выводе электростанции из эксплуатации и замещением её новой станцией Артёмовская ТЭЦ-2, но в задачу данного ВКР это не входит. Информация взята с электронного носителя [http://www.rushydro.ru/upload/iblock/068/Otchet-TTsA\_ArtemTETS-2\_28.05.2019.pdf].

2й источник питания - Партизанская ГРЭС - тепловая электростанция в городе Партизанске Приморского края. Представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 199,744

МВт, тепловая мощность — 160 Гкал/час. Основное оборудование станции включает в себя:

- 1) турбоагрегат № 1 мощностью 98,68 МВт с турбиной Т-80/97-90 и генератором ТВФ-120-2УЗ, введён в 1980 году;
- 2) турбоагрегат № 2 мощностью 101,064 МВт с турбиной К-82/100-90 и генератором ТВФ-110-2М, введён в 2010 году.

Таблица 3 - Паспортные данные генераторов

Название величины	ТВФ-120-2УЗ	ТВФ-110-2ЕУЗ
1	2	3
Активная мощность, P (МВт)	100	110
Косинус угла $\varphi$ , $\cos\varphi$	0,8	0,8
Полная мощность, S (МВА)	125	137,5
Номинальное напряжение, $U_{ном}$ (кВ)	10,5	10,5
Номинальный ток, $I_{ном}$ (кА)	6,875	7,56
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, $x''_{d*}$ (о.е.)	0,192	0,189

Номенклатура генератора:

Т – турбогенератор;

ВФ – с водородным форсированным охлаждением обмоток;

Первое число – номинальная активная мощность;

Последнее число – количество полюсов сердечника (2);

Е – принадлежащий к единой унифицированной серии;

З – для работы в закрытых помещениях с естественной циркуляцией;

У – умеренный климат.

Выдача электроэнергии и мощности станции производится через ОРУ напряжением 220 по следующим линиям электропередачи рассматриваемого района реконструкции:

- ВЛ 220 кВ Партизанская ГРЭС — ПС Лозовая



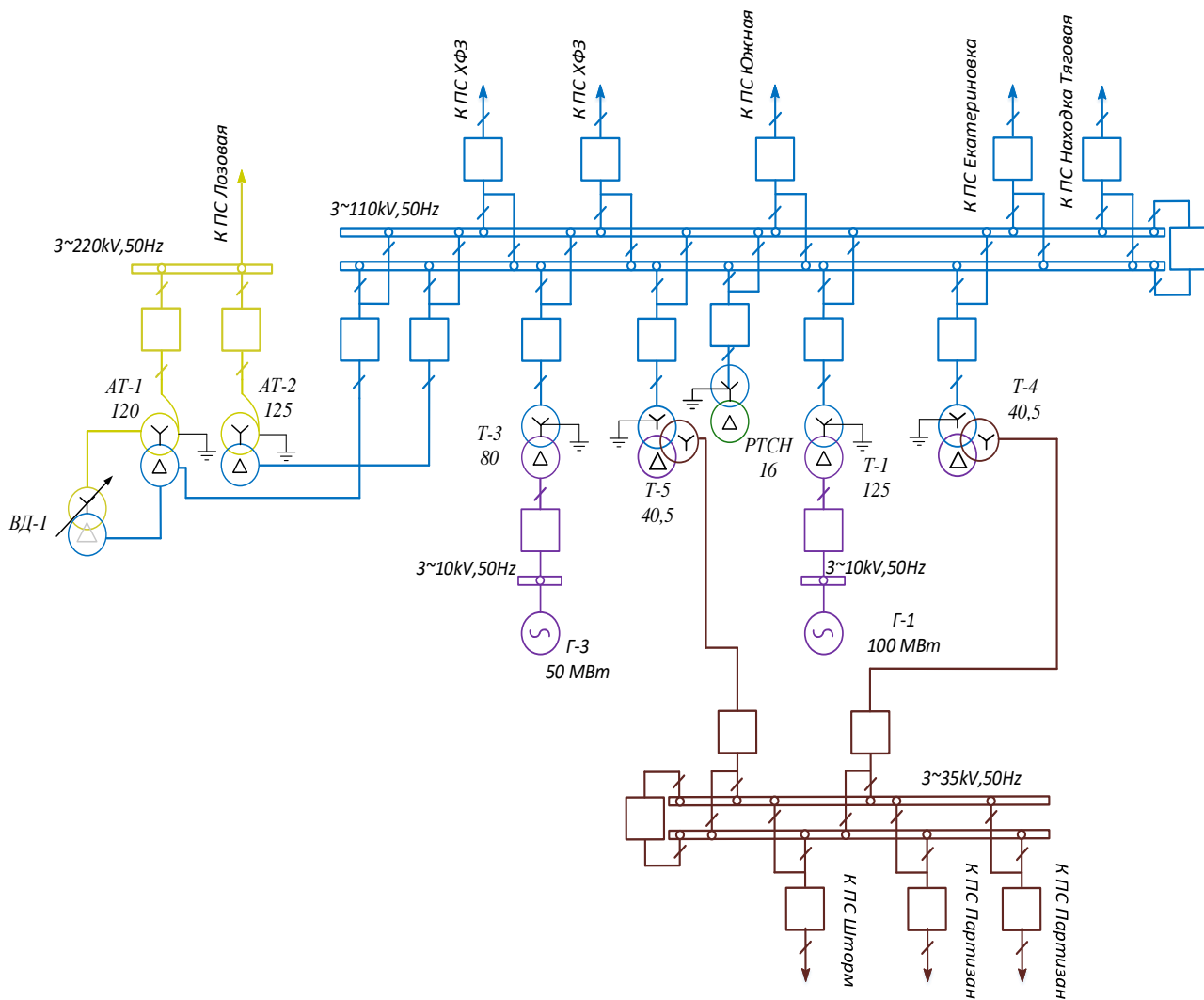


Рисунок 2 – Электрическая схема Партизанской ГРЭС

Также рассматриваемый район реконструкции связан двумя линиями с ПС 500 кВ Лозовая:

- ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая;
- ВЛ 220 кВ Лозовая – Партизанская ГРЭС.



Таблица 4 – Подстанции района проектирования

Наименование подстанции	Кол-во и мощность трансформаторов, ед. x МВА	Схема распределительного устройства
1	2	3
Смоляниново/тяга	3 x 40	Не типовая
Садовая	2 x 40	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (№ 5Н)
Береговая 1	2 x 20	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
Береговая 2	2АТ x 63	Четырёхугольник
Звезда	2 x 63	Четырёхугольник
Перевал	2 x 40	Две рабочие и обходная системы шин (№13Н)
Широкая	2АТ x 125 2 x 40	Одна рабочая секционированная выключателем система шин
Лозовая	АТ x 167	Треугольник

Трансформаторы, установленные на станции и подстанциях рассматриваемого участка сети, приведены в таблице 5.

Таблица 5– Трансформаторы

Место установки	Трансформаторы
1	2
Партизанская ГРЭС	ТДЦ-80000/110 ТДЦ-125000/110 АТДЦТН-125000/220/110
АТЭЦ	ТДЦ-125000/220 АТДЦТН-200000/220/110 ТДЦ-125000/110
ПС Смолянинова/тяга	ТДТНЖ-40000/110
ПС Садовая	ТРДН 40000/110
ПС Береговая-1	ТДТН-25000/110
ПС Береговая-2	АТДЦТН-63000/220

Также для выполнения работы рассмотрим линии электропередачи, связывающие подстанции, расположенные в районе реконструкции. Ниже в таблице 6 приведены данные линии с указанием некоторых параметров.

Таблица 6 – Характеристики ЛЭП района проектирования

Наименование ЛЭП	U, кВ	Марка провода	Длина, км	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток, А	
					при t +25°C	при t -5°C
1	2	3	4	5	6	7
ВЛ АТЭЦ - Береговая-2	220	АС-300/39	45,3	452,16	680	877
ВЛ Береговая 2 - Звезда	220	АС-300/39 АСК-300	0,34 0,25	452,16	680	877
ВЛ Звезда - Перевал	220	АСК-300 АС-300/39	0,4 33,78	452,16	680	877
ВЛ Перевал - Широкая	220	АС-300/39	40,24	452,16	680	877
ВЛ Широкая - Лозовая	220	АС-300/39	32,3	452,16	680	877
ВЛ Лозовая - Партизанская ГРЭС	220	АС-300/39	22,0	452,16	680	877
ВЛ АТЭЦ – Смоляниново/т	110	АС-120/19 М-70	0,98 22,01	181,37	337	435
ВЛ Смоляниново/т – Садовая	110	АС-150/24 М-70	2,84 28,91	229,54	337	435
ВЛ Садовая – Береговая 1	110	АСКП-150 М-70	0,575 1,147	229,54	337	435
ВЛ Береговая 1- Береговая 2	110	АС-120 /19	0,923	181,37	375	484

Данные взяты на месте прохождения практики в АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» [9].

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Целью данного раздела является подсчёт нагрузки для того, чтобы проверить действующее и новое оборудование, которое будет выбираться.

Метод подсчёта электрической нагрузки выбирается вероятностный-статистический.

Для прогнозирования нагрузки выбирается метод сложных процентов.

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС, показанных в приложении А, соответствующих ПС на 2020 г.

Пример расчёта для ПС Береговая 1:

1) Средняя активная мощность – используется для расчета электропотребления и выбора силовых трансформаторов. Определяется по следующей формуле:

$$P_{CP} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i; \quad (1)$$

$P_i$  - мощность, соответствующая времени  $t_i$  в контрольный день замеров;

$t_i$  -  $i$ -й час времени равный 1 часу;

где  $T$  – период в течении которого производились измерения, равен 24 часа;

$$P_{CP} = \frac{1}{24} \cdot \left[ \begin{array}{l} 9,879 + 9,879 + 9,880 + 9,881 + 9,881 + 9,881 + \\ + 9,881 + 9,882 + 9,883 + 9,884 + 9,887 + \\ + 9,884 + 9,882 + 9,878 + 9,212 + 9,886 + 9,885 + \\ + 9,887 + 9,888 + 9,884 + 9,886 + 9,887 + 9,889 + 9,880 \end{array} \right] = 9,032 \text{ MВт}$$

2) Среднеквадратичная (эффективная) мощность – используется для расчета потерь мощности и энергии.

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}; \quad (2)$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot \left[ \begin{array}{l} 9,879^2 + 9,879^2 + 9,880^2 + 9,881^2 + 9,881^2 + 9,881^2 + \\ + 9,881^2 + 9,882^2 + 9,883^2 + 9,884^2 + 9,887^2 + \\ + 9,884^2 + 9,882^2 + 9,878^2 + 9,212^2 + 9,886^2 + 9,885^2 + \\ + 9,887^2 + 9,888^2 + 9,884^2 + 9,886^2 + 9,887^2 + 9,889^2 + 9,880^2 \end{array} \right]} = 9,855 \text{ MBm};$$

Далее рассчитываем коэффициент формы, по которому будем определять эффективную мощность в прогнозируемом периоде.

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{CP}}}; \quad (3)$$

$$K_{\phi} = \frac{9,855}{9,032} = 1,09;$$

3) Максимальная мощность – используется для выбора элементов электрической сети, расчета и анализа установившихся режимов.

$$P_{\text{MAX}} = P_{\text{CP}} \cdot \left(1 + 1,96 \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right); \quad (4)$$

$$P_{\text{MAX}} = 9,032 \cdot \left(1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,09^2 - 1}\right) = 10,707 \text{ MBm};$$

Далее рассчитываем коэффициент максимума, по которому будем определять среднюю мощность в прогнозируемом периоде.

$$K_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{P_{CP}}; \quad (5)$$

$$K_{MAX} = \frac{10,707}{9,032} = 1,19;$$

4) Минимальная мощность вычисляется по следующей формуле:

$$P_{MIN} = P_{CP} \cdot \left(1 - 1,96 \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right); \quad (6)$$

$$P_{MIN} = 9,032 \cdot \left(1 - 1,96 \cdot \sqrt{1,09^2 - 1}\right) = 8,981 \text{ МВт};$$

Далее рассчитываем коэффициент минимума, по которому будем определять среднюю мощность в прогнозируемом периоде.

$$K_{MIN} = \frac{P_{MIN}}{P_{CP}}; \quad (7)$$

$$K_{MIN} = \frac{8,981}{9,032} = 0,912;$$

Результат расчета текущих вероятностно-статических характеристик нагрузок и вероятностных коэффициентов при установившемся технологическом процессе, представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Вероятностные характеристики по активной мощности (осенне-зимний период)

Наименование подстанции	$P_{max}$ , МВт	$P_{ср}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{min}$ , МВт	$K_{\phi}$	$K_{MAX}$	$K_{MIN}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Смоляниново/тяга	21,20	16,20	18,12	8,23	1,18	1,31	0,61
Береговая 1	10,71	9,03	9,86	8,98	1,09	1,19	0,91
Береговая 2	63,42	53,61	59,75	51,89	1,12	1,18	0,90
Звезда	4,25	3,20	3,50	2,14	1,09	1,33	0,67
Перевал	1,17	1,05	1,13	0,99	1,13	1,11	0,92
Широкая	101,42	92,50	99,55	89,58	1,10	1,10	0,94
Лозовая	188,24	150,08	157,02	113,32	1,10	1,25	0,75

Для реактивных нагрузок алгоритм расчета аналогичен. Результат представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Вероятностные характеристики по реактивной мощности (осенне-зимний период)

Наименование подстанции	$Q_{max}$ , МВт	$Q_{ср}$ , МВт	$Q_{эф}$ , МВт	$Q_{min}$ , МВт	$K_{\phi}$	$K_{MAX}$	$K_{MIN}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Смоляниново/тяга	20,4	15,4	18,2	7,4	1,18	1,33	0,57
Береговая 1	2,13	1,73	1,94	1,53	1,12	1,23	0,836
Береговая 2	43,59	32,88	37,83	25,91	1,15	1,33	0,722
Звезда	0,91	0,81	0,88	0,75	1,09	1,12	0,904
Перевал	0,71	0,56	0,63	0,45	1,13	1,27	0,776
Широкая	61,28	53,34	57,40	51,40	1,10	1,15	0,912
Лозовая	44,84	29,21	32,28	15,94	1,11	1,45	0,519

Спрогнозированная нагрузка находится по формуле 18, а потом происходит аналогичный расчёт для вероятностных характеристик.

По формуле сложных процентов определяем максимальную, среднюю и эффективную прогнозируемую мощность для рассматриваемых подстанций:



$$P_{прог}^{CP} = P_{CP}^{Баз} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t}, \quad (8)$$

где  $P_{CP}^{Баз}$  – средняя базисная;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,013. Взят в приказе Минэнерго России №174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2026 годы»).

$t_{прог}$  – год для которого определяется электрическая нагрузка;

$t$  – текущий год

Принимаем  $t_{прог} - t$  равным 5.

$$P_{прог}^{CP} = 9,03 \cdot (1 + 0,013)^{2026 - 2021} = 9,63 \text{ МВт};$$

Найдём среднеквадратичную (эффективную) прогнозируемую мощность – используется для расчета потерь мощности и энергии.

$$P_{прог}^{\text{ЭФ}} = P_{прог}^{CP} \cdot K_{\Phi}; \quad (9)$$

$$P_{прог}^{\text{ЭФ}} = 9,63 \cdot 1,12 = 10,79 \text{ МВт};$$

Максимальная и минимальная прогнозируемая мощность находится по формуле:

$$P_{прог}^{MAX/MIN(i)} = K_{MAX/MIN(i)} \cdot P_{прог}^{CP}; \quad (10)$$

$$P_{прог}^{MAX} = 1,19 \cdot 9,63 = 11,43 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{прог}}^{\text{MIN}} = 0,912 \cdot 9,63 = 8,76 \text{ МВт};$$

Исходные данные для расчёта прогнозируемых характеристик приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Спрогнозированная нагрузка активной мощности существующих ПС с перспективой на 5 лет (осенне-зимний период)

Наименование подстанции	P <sub>max</sub> , МВт	P <sub>ср</sub> , МВт	P <sub>эф</sub> , МВт	P <sub>min</sub> , МВт	K <sub>φ</sub>
1	2	3	4	5	6
Смоляниново/тяга	22,61	22,61	22,61	22,61	1,18
Береговая 1	11,43	9,63	10,79	9,58	1,09
Береговая 2	67,66	61,51	61,57	55,36	1,12
Звезда	4,52	3,4	3,45	2,28	1,09
Перевал	1,41	1,15	1,15	0,89	1,13
Широкая	110,84	101,87	101,97	92,91	1,10
Лозовая	200,73	160,84	162,13	120,95	1,10

Для реактивных нагрузок алгоритм расчета аналогичен. Результат представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Спрогнозированная нагрузка реактивной мощности (осенне-зимний период)

Наименование подстанции	Q <sub>max</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>эф</sub> , МВт	Q <sub>min</sub> , МВт	K <sub>φ</sub>
1	2	3	4	5	6
Смоляниново/тяга	21,76	21,76	21,76	21,76	1,18
Береговая 1	2,27	1,95	1,96	1,63	1,12
Береговая 2	46,31	38,27	38,65	27,64	1,15
Звезда	0,98	0,89	0,89	0,81	1,09
Перевал	0,76	0,62	0,63	0,48	1,13

1	2	3	4	5	6
Широкая	65,39	60,10	60,16	54,81	1,10
Лозовая	47,01	32,42	33,36	16,83	1,11

Отсюда следует, что были рассчитаны текущие вероятностные характеристики нагрузок и спрогнозируемые нагрузки, которые потребуются в дальнейших расчетах по нахождению необходимой марки провода ВЛ, мощности новых трансформаторов, компенсирующих устройств и для анализа режима для приведения сети в нормативное техническое состояние.

### 3 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕЖИМОВ

Задачей данного раздела является выявления проблемных участков рассматриваемого участка сети. Изучив параметры разных режимов (нормальных, послеаварийных), можно заранее обнаружить слабые места в сети при различных ситуациях и данные участки будут подлежать реконструкции.

Исходными данными для анализа существующих режимов являются контрольные замеры.

Для того чтобы проанализировать существующий режим был взят эквивалент существующей сети источников питания от АТЭЦ до ПаГРЭС, также входит источник питания ПС Лозовая 500 кВ. Данный эквивалент предоставлен на листе № 1.

В данной выпускной квалификационной работе для расчета режимов использован ПВК (прикладной вычислительный комплекс) RastrWin 3. Чтобы узнать параметры режима в ПВК RastrWin 3, требуется рассчитать параметры элементов электрической сети: линий, трансформаторов и т.д., такие как, сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации.

Генераторы задаются вырабатываемой активной мощностью, модулем напряжения, а также пределами выработки и потреблением реактивной мощности в пределах от -1000 Мвар до +1000 Мвар.

Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения.

В таблицах 11, 12 показана часть подготовленных исходных данных для расчета режимов.

Таблица 11 – Параметры узлов (осенне-зимний период).

Тип	Номер	Название	Uном, кВ	Pн, МВт	Qн, МВа р	Pг, МВт	Qг, МВар	Uфактическое, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	1	АТЭЦ-220	220	27,6	11,0	0	0	218,8
Ген	2	Г-8	10	8,0	8,9	103,0	161,9	10

## Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	3		220	0	0	0	0	215,8
Нагр	4		220	0	0	0	0	215,8
Нагр	5	АТЭЦ 110	110	206,0	72,0	0	0	112,8
Ген	6	Г-7	10	10,3	9,7	89,0	-19,3	10
Ген	7	Г-6	10	9,5	7,9	94,0	35,4	10
Ген	8	Г-5	10	10,0	8,1	91,0	35,5	10
Нагр	9	Смоляниново т-110	110	0	0	0	0	108,5
Нагр	10		110	0	0	0	0	105,08
Нагр	11		35	10,6	10,2	0	0	32,6
Нагр	12		27,5	0	0	0	0	28,18
Нагр	13		110	0	0	0	0	105,08
Нагр	14		35	10,6	10,2	0	0	32,56
Нагр	15		27,5	0	0	0	0	27,76
Нагр	16	Садовая-110	110	0	0	0	0	105,91
Нагр	17		110	0	0	0	0	105,91
Нагр	18		6	0	0	0	0	5,93
Нагр	19		6	0	0	0	0	5,83
Нагр	20		110	0	0	0	0	105,91
Нагр	21		6	0	0	0	0	5,83
Нагр	22		6	0	0	0	0	5,83
Нагр	23	Береговая-1 110	110	0	0	0	0	105,8
Нагр	24		110	0	0	0	0	105,1
Нагр	25		-	-	-	-	-	-
Нагр	26		6	5,4	1,1	0	0	5,96
Нагр	27		110	0	0	0	0	105,1
База	28		-	-	-	-	-	-
Нагр	29		6	5,4	1,1	0	0	5,96
Нагр	30	Береговая-2 110	110	46,9	18,0	0	0	106,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	31		220	0	0	0	0	201,1
Нагр	32		6	16,5	3,8	0	0	5,77
Нагр	33	Береговая-2 220	220	0	0	0	0	213,3
Нагр	34		220	0	0	0	0	201,1
Нагр	35	Звезда	220	4,3	0,9	0	0	214,5
Нагр	36	Перевал	220	1,2	0,7	0	0	214,9
Нагр	37	Широкая	220	101,4	61,3	0	0	215,1
Нагр	38	Лозовая	220	188,2	44,8	0	0	221,1
Нагр	39	ПаГРЭС-220	220	141,0	56,4	0	0	218,1
Нагр	40		220	0	0	0	0	216,7
Нагр	41		220	0	0	0	0	216,7
Нагр	42	ПаГРЭС-110	110	0	0	0	0	115
Ген	43	Г-1	10	6,7	7	100,0	16,3	10
Ген	44	Г-3	10	5,3	3,9	92,0	13,1	10
Нагр	45	АвтоНН1	-	-	-	-	-	-
Нагр	46	АвтоНН2	-	-	-	-	-	-
База	47		500	0	0	252	201,7	500
Нагр	48		500	0	0	0	0	480,8

Для расчета режима в ПВК RastrWin 3 необходимо рассчитать параметры линий, трансформаторов, генераторов.

Активное сопротивление линии:

$$R_{BL} = r_0 \cdot l_{BL}, \quad (11)$$

где  $r_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{BL} = x_0 \cdot l_{BL}, \quad (12)$$

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется для расчета реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (13)$$

где  $b_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Потери на коронный разряд моделируются для расчета активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (14)$$

где  $g_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (15)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}} \quad (16)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1 \quad (17)$$

где  $K_{TH}, K_{TC}, K_{TB}$  – коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

$U_{HH}, U_{CH}, U_{BH}$  – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (18)$$

где  $\Delta Q_{XX}$  – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (19)$$

где  $\Delta P_{XX}$  – активные потери холостого хода, кВт.

Таблица 12 – Параметры ветвей (осенне-зимний период)

Название	Ннач	Нкон	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Кт, о.е.
1	2	3	4	5	6	7
АТЭЦ-220-Г8	1	2	1,40	51,50	10,7	0,040
АТЭЦ-220 ВН-Ноль АТ1	1	3	0,30	30,40	18,9	1,000
Ноль АТ1-СН	3	5	0,30	-	-	0,526
Ноль АТ1-Г7	3	6	0,60	54,20	-	0,048
АТЭЦ-220 ВН-Ноль АТ2	1	4	0,30	30,40	18,9	1,000
Ноль АТ2-СН	4	5	0,30	-	-	0,526
Ноль АТ2-Г7	4	6	0,60	54,20	-	0,048
АТЭЦ-110-Г6	5	7	0,37	12,30	46,9	0,087
АТЭЦ-220-Г5	5	8	0,37	12,30	46,9	0,087
АТЭЦ-110-ПС Смоляниново тяга-110	5	9	6,62	10,27	-61,2	-
Смоляниново тяга-110 ВН-Ноль Т1	9	10	0,90	35,50	24,2	1,000
Ноль Т1-СН	10	11	0,90	-	-	0,310
Ноль Т1-НН	10	12	0,90	20,70	-	0,310
Смоляниново тяга-110 ВН-Ноль Т2	9	13	0,90	35,50	24,2	1,000
Ноль Т2-СН	13	14	0,90	-	-	0,310
Ноль Т2-НН	13	15	0,90	20,70	-	0,310



Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7
ПС Смоляниново тяга 110-ПС Садовая110	9	16	8,28	13,04	-84,6	-
ПС Садовая 110 ВН-Ноль Т1	16	17	0,70	4,38	19,7	1,000
Ноль Т1-НН	17	18	1,40	60,73	-	0,055
Ноль Т1-НН	17	19	1,40	60,73	-	0,055
ПС Садовая 110 ВН-Ноль Т2	16	20	0,70	4,38	19,7	1,000
Ноль Т2-НН	20	21	1,40	60,73	-	0,055
Ноль Т2-НН	20	22	1,40	60,73	-	0,055
ПС Садовая-110 -ПС Береговая 1 -110	16	23	0,42	0,71	-4,6	-
ПС Береговая 1 ВН-Ноль Т1	23	24	1,50	56,90	13,2	1,000
Ноль Т1-СН	24	25	1,50	-	-	0,335
Ноль Т1-НН	24	26	1,50	35,70	-	0,057
ПС Береговая 1 ВН-Ноль Т2	23	27	1,50	56,90	13,2	1,000
Ноль Т2-СН	27	28	1,50	-	-	0,335
Ноль Т2-НН	27	29	1,50	35,70	-	0,057
ПС Береговая 1-110- ПС Береговая 2 -110	23	30	0,41	0,70	-4,3	-
ПС Береговая 2-220 ВН-Ноль АТ1	33	31	1,40	104,00	6,0	1,000
Ноль АТ1-СН	31	30	1,40			0,526
Ноль АТ1-НН	31	32	2,80	195,60		0,029
ПС Береговая 2-220 ВН-Ноль АТ2	33	34	1,40	104,00	6,0	1,000
Ноль АТ2-СН	34	30	1,40			0,526
Ноль АТ2-НН	34	32	2,80	195,60		0,029
ПС Береговая-2-220- ПС Звезда 220	33	35	0,06	0,25	-1,6	-
ПС Звезда 220-ПС Перевал 220	35	36	3,35	14,66	-90,2	-
ПС Перевал 220-ПС Широкая 220	36	37	3,94	17,26	-106,2	-
ПС Широкая 220-ПС Лозовая 220	37	38	3,17	13,86	-85,3	-
ПС Лозовая 220-ПаГРЭС 220	38	39	2,16	9,44	-58,0	-
ПаГРЭС 220 ВН-Ноль АТ1	39	40	0,55	59,20	11,8	1,000
Ноль АТ1-СН	40	42	0,48	-	-	0,526

1	2	3	4	5	6	7
ПаГРЭС 220 ВН-Ноль АТ2	39	41	0,55	59,20	11,8	1,000
Ноль АТ2-СН	41	42	0,48	-	-	0,526
ПаГРЭС 110-Г1	42	43	0,37	12,30	46,9	0,087
ПаГРЭС 110-Г3	42	44	0,71	19,20	32,8	0,087
АТ1 НН	40	45	3,20	131,00	-	0,029
АТ2 НН	41	46	3,20	131,00	-	0,029
АТЭЦ-220 – ПС Береговая 2 - 220	1	33	4,44	19,43	-119,6	-

Схема потокораспределения представлена в Приложении А. Расчет режима сети в ПВК Rastr Win 3 приведен в Приложении А

Таблица 13 - Наибольшие рабочие напряжения [ГОСТ Р 57382-2017]

Номинальное напряжение, кВ	35	110	220
1	2	3	4
Наиболее рабочее напряжение, кВ	40,5	126	252

При увеличении напряжения выше наибольшего в электрической сети снижается надежность, увеличиваются потери электрической энергии, может сократиться срок службы оборудования, что приводит к авариям в сети.

Таблица 14 – Токовая загрузка ЛЭП (осенне-зимний период).

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$ , %
1	2	3	4	5
АТЭЦ-110-ПС Смоляниново тяга-110	259	260	435	61,2
ПС Смоляниново тяга-110 -ПС Садовая- 110	150	148	435	41,6
ПС Садовая-110 -ПС Береговая 1 -110	149	149	435	37,93
ПС Береговая 1 -110- ПС Береговая 2 -110	124	124	484	25,6

1	2	3	4	5
ПС Береговая-2 -220- ПС Звезда 220	65	65	877	7,4
ПС Звезда 220- ПС Перевал 220	58	52	877	6,6
ПС Перевал 220- ПС Широкая 220	50	40	877	5,7
ПС Широкая 220 - ПС Лозовая 220	311	306	877	37,7
ПС Лозовая 220- ПаГРЭС 220	226	233	877	25,8
АТЭЦ-220 – ПС Береговая 2 - 220	187	194	877	21,3

ВЛ АТЭЦ 110 - Смоляниново/тяги, являются нагруженной. Требуют замены участки ВЛ АТЭЦ-Смоляниново/т-Садовая-Береговая 1-Береговая 2 , так как ВЛ М-70 устарели и не соответствуют нормативным техническим требованиям [ГОСТ 18690-2012]. Остальные ВЛ являются ненагруженными.

Таблица 15 – Расчетные значения напряжений узлов нормального максимального режима и сравнение их с напряжениями по контрольным замерам (осенне-зимний период).

Название	№ узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчётное напряжение, кВ	Напряжение по контрольным замерам, кВ	Отклонение полученного напряжения от существующего, %
1	2	3	4	5	6
АТЭЦ-220	1	220	218,38	224,42	2,5
АТЭЦ-110	5	110	112,00	118,25	5,2
ВН-Смоляниново/т	9	110	107,99	116,93	7,3
ВН-Садовая	15	110	107,28	118,50	9,5
ВН-Береговая 1	23	110	107,26	118,00	9,3
СН-Береговая 2	30	110	107,29	116,75	8,4
ВН-Береговая 2	33	220	213,90	219,88	2,5
Звезда	35	220	213,97	219,99	2,5
Перевал	36	220	213,89	219,34	2,0
Широкая	37	220	213,76	218,73	1,7
Лозовая	38	220	218,86	223,22	1,0

1	2	3	4	5	6
ПаГРЭС-220	39	220	216,13	223,77	2,5
ПаГРЭС-110	42	110	113,59	116,86	2,4

Напряжения во всех узлах сети соответствуют заявленным в контрольных замерах, следовательно, режим посчитан правильно.

Для расчета послеаварийного режима требуется произвести отключение самой загруженной ветви: Артемовская ТЭЦ- Смоляниново тяга.

Таблица 16 – Токовая загрузка ЛЭП (осенне-зимний период)

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$ , %
1	2	3	4	5
АТЭЦ-110-ПС Смоляниново тяга-110	-	-	435	-
ПС Смоляниново тяга-110 -ПС Садовая- 110	122	118	435	28,5
ПС Садовая-110 -ПС Береговая 1 -110	120	120	435	27,8
ПС Береговая 1 -110- ПС Береговая 2 -110	160	160	484	33,3
ПС Береговая-2 -220- ПС Звезда 220	73	73	877	8,3
ПС Звезда 220- ПС Перевал 220	64	72	877	8,2
ПС Перевал 220- ПС Широкая 220	69	80	877	9,1
ПС Широкая 220 - ПС Лозовая 220	282	278	877	32,2
ПС Лозовая 220- ПаГРЭС 220	238	244	877	27,9
АТЭЦ-220 – ПС Береговая 2 - 220	334	344	877	39,2

На данном варианте провода не перегружены, но некоторые участки ВЛ имеют марки М-70 и они подлежат замены.

Пробуем отключить ВЛ АТЭЦ-220 - ПС Береговая 2-220.

Таблица 17 – Токовая нагрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая нагрузка $I/I_{доп}$ , %
1	2	3	4	5
АТЭЦ-110-ПС Смоляниново тяга-110	530	531	435	111,8
ПС Смоляниново тяга-110 -ПС Садовая- 110	461	461	435	105,9
ПС Садовая-110 -ПС Береговая 1 -110	461	461	435	105,9
ПС Береговая 1 -110- ПС Береговая 2 -110	410	410	484	84,7
ПС Береговая-2 -220- ПС Звезда 220	105	105	877	11,9
ПС Звезда 220- ПС Перевал 220	105	94	877	11,9
ПС Перевал 220- ПС Широкая 220	83	95	877	10,8
ПС Широкая 220 - ПС Лозовая 220	394	387	877	44,9
ПС Лозовая 220- ПаГРЭС 220	216	223	877	25,4
АТЭЦ-220 – ПС Береговая 2 - 220	-	-	877	-

На данный момент после отключения ВЛ АТЭЦ-220-Береговая-2-220, участки ВЛ АТЭЦ-Смоляниново/тяги-Садовая стали перегружены и участок ВЛ Береговая-1-Береговая-2 нагружен на 84,7% при будущем росте нагрузок этого может не хватить, поэтому требуется заменить эти участки на новые ВЛ.

## 4 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 4.1 Разработка возможных вариантов реконструкции сети

По данным, собранным в прошлых разделах можно сделать вывод, что при реконструкции электрической сети 110 кВ Шкотовского района на участке ПС Садовая - ПС Смоляниново-тяги необходимо заменить провод ВЛ 110, также участки ВЛ: АТЭЦ 110 - Смоляниново/тяги, Садовая - Береговая -1, Береговая-1 - Береговая-2.

На схеме № 1 ПС Смолянинова/тяги подключается к АТЭЦ через двухцепную воздушную линию. Подключение линии в данном варианте происходит в РУ ВН. Для этого следует провести реконструкцию РУ ПС Смолянинова/тяги, также нужно установить дополнительную линейную ячейку подключения линии на АТЭЦ. Длина линии 23 км, так как линия двухцепная, принимаем длину 46 км. Также заменяем линии с проводом марки М-70 на нормативно допустимые, а это участки АТЭЦ - ПС Смолянинова/тяги, ПС Смолянинова/тяги-ПС Садовая, ПС Садовая - ПС Береговая 1.

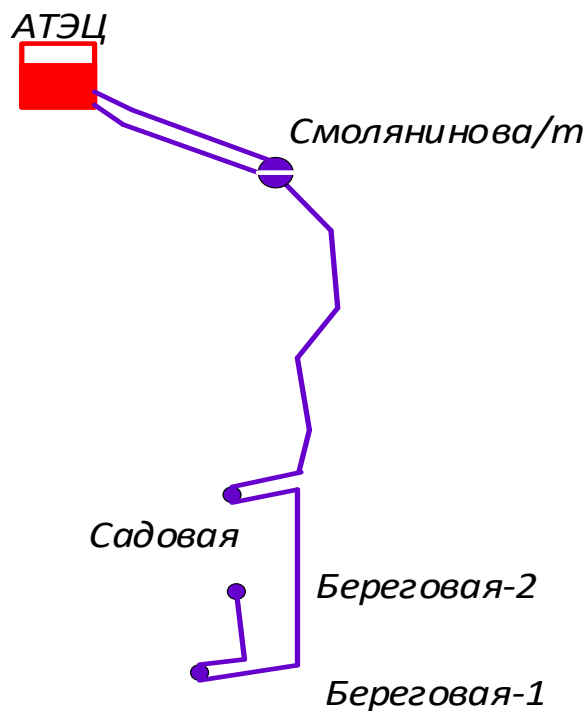


Рисунок 5 - Схема подключения № 1

На схеме № 2 ПС Садовая подключается к ПС Смолянинова/тяги и дополнительной линией к АТЭЦ (длина ВЛ 55 км). Подключение линии в данном варианте происходит в РУ ВН. Для этого следует провести реконструкцию по мимо ПС Смолянинова/тяги, также и для ПС Садовая, нужно установить дополнительную линейную ячейку подключения линии на АТЭЦ и для РУ ПС Садовая. Также заменяем линии с проводом марки М-70 на нормативно допустимые, а это участки АТЭЦ - ПС Смолянинова/тяги, ПС Смолянинова/тяги-ПС Садовая, ПС Садовая - ПС Береговая 1.

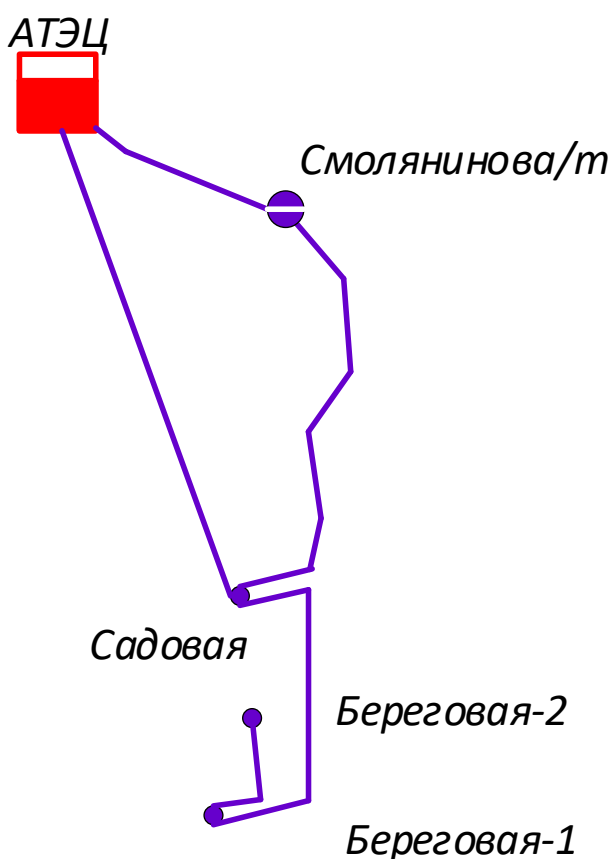


Рисунок 6 - Схема подключения № 2

На схеме № 3 ПС Береговая 2 подключается дополнительной линией к ПС Садовая(0,85км). Для этого следует провести реконструкцию по мимо ПС Смолянинова/тяги, а также РУ ПС Садовая и РУ ПС Береговая-2. Также заменяем линии с проводом марки М-70 на нормативно допустимые, а это участки АТЭЦ - ПС Смолянинова/тяги, ПС Смолянинова/тяги - ПС Садовая, ПС Садовая - ПС Береговая 1.

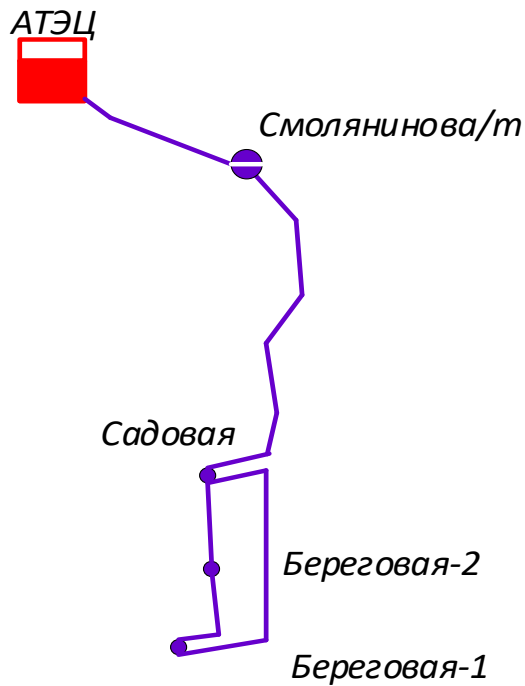


Рисунок 7 - Схема подключения № 3

На схеме № 4 заменяем линии с проводом марки М-70 на нормативно допустимые, а это участки АТЭЦ - ПС Смолянинова/тяга, ПС Смолянинова/тяга-ПС Садовая, ПС Садовая - ПС Береговая 1. Также заменяем РУ ПС Смолянинова/ тяга. Данный вариант является наиболее логичным из выше указанных, т.к длина линий не меняется, не появляется новая трасса под которую нужно вырубать лес, сооружать опоры, не появляется дополнительная ячейка на изношенной АТЭЦ .

Во всех изложенных вариантах стабильно меняется марки проводов ВЛ на АТЭЦ-Смоляниново/тяга-Садовая-Береговая 1-Береговая 1 и схема РУ ВН ПС Смоляниново/тяга, так как в ходе прохождения практики была получена подробная однолинейная схема данной ПС. Она является временной и не соответствует [Стандарт организации ОАО ФСК СТО56947007-29.240.30.010-2008 ], поэтому требует внимания в данном ВКР.



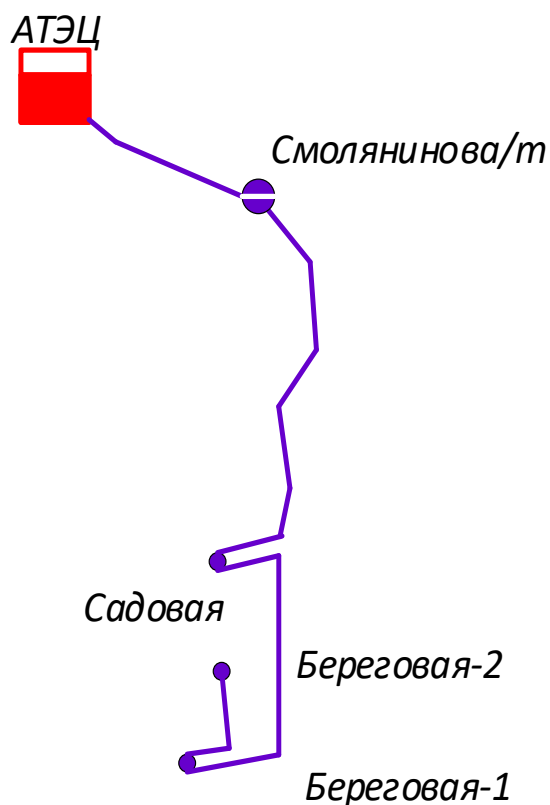


Рисунок 8 - Схема подключения № 4

В результате, сопоставляя между собой варианты, из полученных четырех отбираются два варианта для дальнейшего анализа.

Критериями отбора данных вариантов схем являются:

- 1) Наименьшая суммарная длина линий.
- 2) Объем реконструкции

Таблица 18 – Варианты реконструкции

№ Варианта	Суммарная длина линий, км	Объем реконструкции
1	2	3
1	80,4	Прокладка новой трассы, линейная ячейка на АТЭЦ, реконструкция РУ ВН Смоляниново/тяги, замена проблемных ВЛ
2	112,4	Прокладка новой трассы, линейная ячейка на АТЭЦ, реконструкция РУ ВН Садовая, Смоляниново/т, замена проблемных ВЛ
3	58,3	Прокладка новой трассы, реконструкция РУ ВН Смоляниново/т, Береговая 1 и Береговая 2, замена проблемных ВЛ

1	2	3
4	57,4	Реконструкция РУ ВН Смоляниново/тяги, замена проблемных ВЛ

Для дальнейших расчетов выбираются варианты № 1,4.

Оба варианта реконструкции приведены в графической части, на листе №2.

## 4.2 Выбор элементов схемы сети при ее развитии

### 4.2.1 Выбор типов схем РУ подстанций

С учетом требований по надежности, числа подходящих к подстанции линий и класса номинального напряжения производим выбор схемы РУ ВН. Данные приведены в таблице 18.

Таблица 19 – Тип РУ ВН

Вариант подключения	Наименование ПС	Класс номинального напряжения, кВ	Тип РУ ВН	Количество выключателей
1	2	3	4	5
1	Смолянинова/т	110	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	12
4	Смолянинова/т	110	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин.	11

РУ на других подстанциях остаются без изменений, их описание предоставлено в таблице 4.

#### 4.2.2 Выбор сечений проводников.

Задача данного пункта заключается в выборе требуемого провода для монтажа на ВЛ 110 кВ АТЭЦ - ПС Смолянинова/тяга, ПС Смолянинова/тяга-ПС Садовая, ПС Садовая - ПС Береговая-1, ПС Береговая 1- Береговая 2.

Данные взяты с расчёта нормального максимального режима в ПВК RastrWin 3, приложение А.

Сечение провода выбирается по экономическим токовым интервалам.

Расчетное значение тока находим по формуле:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (20)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации, для ЛЭП 110 кВ данный коэффициент принимаем равным 1,05;

$\alpha_T$  – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки  $T_{\max}$  и коэффициента попадания в максимум энергосистемы, поскольку нет данных о значении числа часов использования максимума нагрузки, примем данный коэффициент принимаем равным 1;

$I_{\max}$  – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max i} = \frac{S_{\max i}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \cdot 10^3; \quad (21)$$

Вариант №1.

Максимальный ток, текущий по линии:

АТЭЦ - ПС Смолянинова/тяга кА

$$I_{\max. B-\text{ч}} = \frac{\sqrt{48^2 + 13^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,133 \text{ кА.}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,130 = 0,139 \text{ кА.}$$

Вариант №4.

Максимальный ток, текущий по линии:

АТЭЦ - ПС Смолянинова/тяга кА

$$I_{\max.B-ч} = \frac{\sqrt{48^2 + 13^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,271 \text{ кА.}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,271 = 0,285 \text{ кА.}$$

ПС Смолянинова/тяга-ПС Садовая

$$I_{\max.B-ч} = \frac{\sqrt{26^2 + 11^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,179 \text{ кА.}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,179 = 0,188 \text{ кА.}$$

ПС Садовая - ПС Береговая-1

$$I_{\max.B-ч} = \frac{\sqrt{25^2 + 11^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,172 \text{ кА.}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,172 = 0,181 \text{ кА.}$$

ПС Береговая-1-ПС Береговая-2

$$I_{\max.B-ч} = \frac{\sqrt{15^2 + 14^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,128 \text{ кА.}$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,128 = 0,134 \text{ кА.}$$

Согласно экономическим токовым интервалам, учитывая район по гололеду, класс напряжения, а также количество цепей ВЛ выбираем провод для четвертого варианта на рассматриваемых участках АС-240/32 (допустимая токовая нагрузка – 605 А при 25 °С и 780 А при -5 °С), для первого варианта на участке АТЭЦ - ПС Смоляниново/тяга выбираем провод АС-150/24 (допустимая токовая нагрузка – 422 А при 25 °С и 544 А при -5 °С) на остальных участках выбираем ВЛ также как и в 4-м варианте.

#### 4.2.3 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по линиям электропередач не выгодна в экономическом плане, так как это приводит к увеличению потерь электроэнергии. Для этого устанавливаются источники реактивной мощности вблизи потребителя.

По максимальной активной и реактивной мощностям зимой на ПС Смоляниново/тяга рассчитывается коэффициент мощности и сравнивается с требуемым. После сравнения делается вывод: если расчетный коэффициент мощности больше требуемого, это означает, что на приемнике электроэнергии требуется компенсация реактивной мощности; если расчетный коэффициент мощности меньше требуемого, это означает, что компенсация реактивной мощности не требуется.

Расчетный коэффициент мощности определяется по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{расч}} = \frac{Q_{\text{max}}}{P_{\text{max}}} \quad (22)$$

Где  $P_{\text{max}}$  – максимальная активная мощность ПС;

$Q_{\text{max}}$  – максимальная реактивная мощность ПС.

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{расч}} = \frac{20,4}{21,2} = 0,96$$

Требуемый коэффициент мощности равен 0,4 [14]. Отсюда следует, что нужно провести компенсацию реактивной мощности.

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств в осенне-зимний период, Мвар.

$$Q_{KV} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{KV}; \quad (23)$$

$$Q_{KV} = 21,2 \cdot 0,4 = 8,48 \text{ Мвар.}$$

Определение суммарной мощности КУ, которую нужно скомпенсировать на шинах 35 кВ подстанции, на одну систему шин, определяется по формуле:

$$Q_{KV1сш} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KV}}{N_{сш}} \quad (24)$$

$$Q_{KV1сш} = 1,1 \cdot \frac{8,48}{2} = 4,24 \text{ Мвар}$$

Принимаем к установке на стороне СН ПС «Смоляниново/тяга» БСК-35-5 УХЛ1, определяем не скомпенсированную мощность:

$$Q_{\text{неск.См/Т}} = Q_{\text{max.См/Т}} - Q_{KV.См/Т}^{\text{факт}} \quad (25)$$

$$Q_{\text{нескСм/Т}} = 20,4 - 2 \cdot 1 \cdot 5 = 10,4 \text{ Мвар}$$

#### 4.2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС Смоляниново-тяга

В обычных условиях эксплуатации мощность трансформатора должна обеспечить питание электрической энергией всех потребителей, которые подключены к данной подстанции. Помимо этого, необходимо учитывать категорию потребителей, обеспечиваемую электроэнергией и в случае аварии на одном из установленных на подстанции.

Расчет мощности необходим для выбора трансформатора из каталога, МВА и производится по формуле:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (26)$$

где  $P_{cp}$  – значение активной мощности в зимний период;

$Q_{неск}$  – некомпенсированная реактивная мощность;

$n$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_3$  – коэффициент загрузки, для двухтрансформаторных подстанций принимается равным 0,7.

Значения средней активной мощности и реактивной мощности приведены в таблице 9,10. Подставив их в формулу (23) определяем расчетную мощность трансформаторов на подстанции «Смоляниново/тяга»:

$$S_p = \frac{\sqrt{21,2^2 + 10,4^2}}{2 \cdot 0,7} = 16,87 \text{ МВА.}$$

Полученное значение расчетной мощности округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора, следовательно, для установки на подстанции Смоляниново/тяга выбираем два трансформатора ТДТНЖ - 25000/110.

Проверяем по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы выбранный трансформатор:

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \quad (27)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0,5 до 0,75.

Значение коэффициента загрузки в нормальном режиме составляет:

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{21,2^2 + 10,4^2}}{2 \cdot 25} = 0,5$$

В данном случае коэффициент загрузки трансформаторов удовлетворяет условию.

В послеаварийном режиме работы предполагается, что один из трансформаторов выведен из строя.

$$K_3^{П.А.} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \leq 1,4. \quad (28)$$

$$K_3^{П.А.} = \frac{\sqrt{21,2^2 + 10,4^2}}{(2-1) \cdot 25} = 0,95 \leq 1,4.$$

Коэффициент аварийной перегрузки находится в допустимых пределах.

Таким образом к установке принимаются два трансформатора ТДТНЖ - 25000/110 и один трансформатор должен будет находиться в холодном резерве.



### 4.3 Техничко-экономическое сопоставление вариантов 1 и 4

Данное сравнение выполняется для определения наиболее выгодного с экономической точки зрения варианта реконструкции.

Критерием выбора принимаем минимум дисконтированных затрат.

#### 4.3.1 Расчет капиталовложений

Расчет производится в программе проектирования и решения математических задач - Mathcad, расчет по сравниваемым вариантам приведен в приложении Б. Основные показатели определены согласно справочника по проектированию электрических сетей под редакцией Д.Л. Файбисовича 4е переработанное и дополненное издание 2012 г.

Использовались динамические методы экономических расчётов.

При выполнении расчетов считаем, что существует необходимость замены оборудования на ПС 110 кВ Смоляниново/тяга, что учитывается в капиталовложениях на демонтаж оборудования, также требуется демонтаж проводов, подлежащих замене.

Расчет выполняется по следующей формуле:

$$K_{дем} = (K_{демЛЭП} + K_{демПС}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зон}, \quad (29)$$

где  $K_{демЛЭП}$  – стоимость демонтажа ЛЭП;

$K_{демПС}$  – стоимость демонтажа оборудования на ПС;

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции, принимаем равным 4,61;

$K_{зон}$  – зональный повышающий коэффициент, для Дальнего Востока считаем равным 1,5 .

Затраты на демонтаж ВЛ в данном случае рассчитывается по формуле:

$$K_{демЛЭП} = K_{демПр110} \cdot l_{ЛЭП}, \quad (30)$$

где  $K_{демПр110}$  - стоимость демонтажа проводов ВЛ 110 кВ сечением до 240 мм<sup>2</sup>, принимается равной 6,36 тыс. руб. за 1 км линии.

$l_{ЛЭП}$  - длина линии на которой производится демонтаж проводов.

Таким образом затраты на демонтаж ВЛ равны:

$$K_{демЛЭП} = 6,36 \cdot 56,5 = 365,7 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на демонтаж оборудования ПС считается по следующей формуле:

$$K_{демПС} = K_{демТр} + K_{демВыкл}, \quad (31)$$

где  $K_{демТр}$  - стоимость демонтажа трансформаторов, принимаем равной 14,8 тыс. руб.;

$K_{демВыкл}$  - стоимость демонтажа выключателей, принимаем равной 7,1 тыс. руб.

На ПС Смолянинова/тяга один выключатель, таким образом стоимость демонтажа оборудования на ПС равна:

$$K_{демПС} = 3 \cdot 14,8 + 1 \cdot 7,1 = 51,5 \text{ тыс. руб.}$$

Итоговые капиталовложения на демонтаж:

$$K_{дем} = (365,7 + 51,5) \cdot 4,61 \cdot 1,5 = 2884,94 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети включают в себя капиталовложения на демонтаж старого оборудования, сооружение подстанций и линий электропередачи, тыс. руб.:

$$K = K_{дем} + K_{ПС} + K_{ЛЭП} \quad (32)$$

Капиталовложения на сооружение подстанций состоят из капиталовложений необходимых для покупки трансформаторов, устройств для компенсации реактивной мощности, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат которые включают затраты на подвод коммуникаций, благоустройство территории, покупку земли, тыс. руб.:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} + K_{ОТ.З.}) \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН}, \quad (33)$$

где  $K_{ТР}$  – стоимость трансформатора, зависит от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств, зависит от мощности;

$K_{ОРУ}$  – стоимость открытого распределительного устройства, зависит от схемы РУ и класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат, зависит от тех же показателей, что и стоимость ОРУ;

$K_{ОТ.З.}$  – затраты на отвод земли.

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции, принимаем равным 4,61;

$K_{зон}$  – зональный повышающий коэффициент, для Дальнего Востока считаем равным 1,5

Капиталовложения на строительство КЛ рассчитываются по формуле, тыс. руб.:

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot L_{\Sigma} \cdot K_{ИНФ} \cdot K_{ЗОН}, \quad (34)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость одного километра линии;

$L_{\Sigma}$  – длина КЛ.

### 4.3.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационными издержками называется сумма денежных средств, реализуемая на обеспечение работоспособности объектов энергетики. Они включают в себя:

- ежегодные амортизационные отчисления ( $I_{AM}$ );
- издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования ( $I_{ЭР}$ );
- стоимость потерь электроэнергии ( $I_{ΔW}$ ).

Амортизационными отчислениями называются накопления денежных средств для покупки и замены износившегося оборудования:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (35)$$

где  $T_{СЛ}$  – срок службы оборудования, принимаемый равным 20 годам.

В то же время амортизационные отчисления могут не учитываться, так как в условиях рыночных отношений в экономике источником финансирования капитальных вложений могут быть любые поступления: кредиты банков, накопленная прибыль и т.д.

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Определяются через нормы отчислений и капиталовложения:

$$I_{ЭР} = \alpha_{Н.ЛЭП} \cdot K_{ЛЭП} + \alpha_{Н.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (36)$$

где  $\alpha_{Н.ЛЭП}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ЛЭП, принимаем равным 0,008;

$\alpha_{Н.ПС}$  - нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, принимаем равным 0,05.

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (37)$$

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

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принимаем равной 2,78 руб/ кВт·ч.

Данные стоимости потерь 1 кВт·ч электроэнергии брались с сайта «ДЭК Дальэнергосбыт» [https://www.dvec.ru/dalsbyt/private\\_clients/tariffs/](https://www.dvec.ru/dalsbyt/private_clients/tariffs/)

### 4.3.3 Расчет потерь электроэнергии

Необходимо рассчитать потери электрической энергии в элементах сети, в данном случае это будут потери в трансформаторах ( $\Delta W_{TP}$ ) и потери в линиях электропередачи ( $\Delta W_{ЛЭП}$ ). Расчет производится по эффективной мощности:

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{TP}, \quad (38)$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{НЕКС.ЭФ}}^3)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{НЕКС.ЭФ}}^Л)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_Л, \quad (39)$$

где  $T_3$ ,  $T_Л$  – количество зимних и летних часов (5900 и 2860 часов соответственно);

$P_{\text{ЭФ}}^3$ ,  $P_{\text{ЭФ}}^Л$  - потоки эффективной активной мощности за зимний и летний период соответственно;

$Q_{\text{НЕКС.ЭФ}}^3$ ,  $Q_{\text{НЕКС.ЭФ}}^Л$  - потоки эффективной реактивной мощности за зимний и летний период соответственно;

$R_{ЛЭП}$  – активное сопротивление линии, Ом.

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \frac{(P_{\text{ЭФ}}^3)^2 + (Q_{\text{НЕКС.ЭФ}}^3)^2}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_3 + \frac{(P_{\text{ЭФ}}^Л)^2 + (Q_{\text{НЕКС.ЭФ}}^Л)^2}{n \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{TP} \cdot T_Л + n \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_Г, \quad (40)$$

где  $P_{\text{ЭФ}}^3$ ,  $P_{\text{ЭФ}}^Л$  – эффективные активные мощности ПС за зимний и летний период соответственно (нагрузка);

$Q_{\text{НЕКС.ЭФ}}^3$ ,  $Q_{\text{НЕКС.ЭФ}}^Л$  – эффективные реактивные мощности ПС за зимний и летний период соответственно (нагрузка);

$R_{TP}$  – активное сопротивление трансформатора;

$\Delta P_{XX}$  – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

$T_Г$  – годовое количество часов, равное 8760 часов.

#### 4.3.4 Определение минимума дисконтированных затрат

Выбор оптимального варианта электрической сети осуществляется по минимуму дисконтированных затрат. Формула для их расчета представлена ниже:

$$Z = E_H \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (41)$$

Пример для варианта №1

$$Z = 0,1 \cdot 13,02 \cdot 10^5 + 1,073 \cdot 10^5 = 2,375 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимается равным 0,1;

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения сети;

$I_{\Sigma}$  – суммарные издержки.

Полный технико-экономический расчет приведен в приложении Б. Результаты расчета приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Технико-экономические показатели для двух вариантов сети

Показатель	Вариант №1, тыс.руб	Вариант №4, тыс.руб
1	2	3
Капиталовложения, тыс. руб.	$1,593 \cdot 10^6$	$1,386 \cdot 10^6$
Издержки, тыс. руб.	$1,292 \cdot 10^5$	$1,148 \cdot 10^5$
Приведенные затраты, тыс. руб.	$2,885 \cdot 10^5$	$2,534 \cdot 10^5$

Найдем погрешность:

$$\varepsilon = \frac{2,885 - 2,534}{2,885} \cdot 100 = 12,2\% \%$$

Исходя из технико-экономического расчета делаем вывод, что вариант №1 оказывается дороже по всем показателям.

Вывод: выбираем вариант №4.

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Целью данного раздела является расчет токов КЗ, необходимых для выбора и проверки основного электротехнического оборудования, а также для выбора и проверки уставок РЗ.

В данном разделе используется метод симметричных составляющих.

В данной выпускной квалификационной работе токи КЗ рассчитаны на сторонах 110, 35, 27,5 кВ ПС Смоляниново/тяги. Токи КЗ рассчитываются для выбора основного оборудования ПС и расчета уставок РЗ.



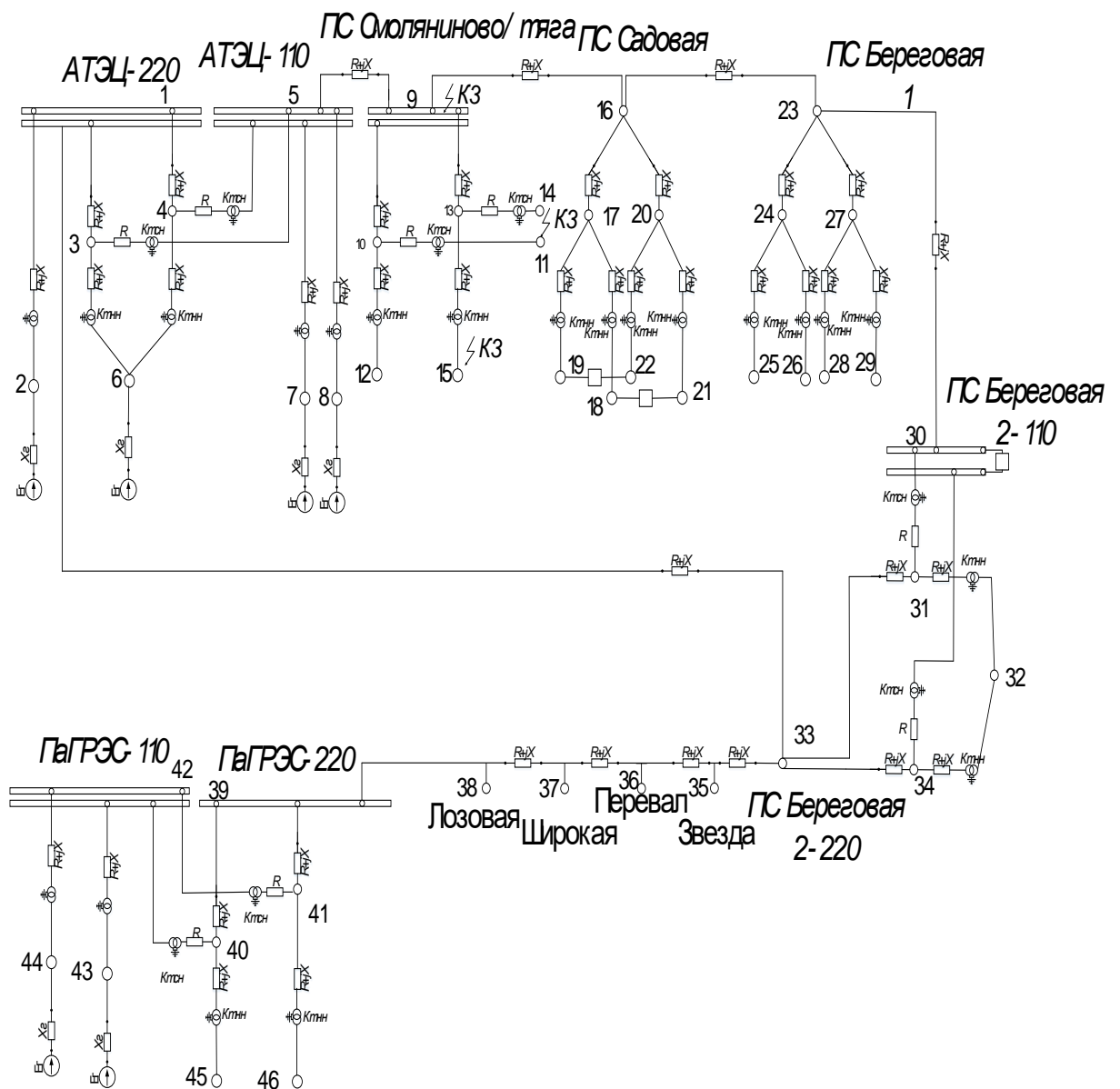


Рисунок 9- расчётная схема для токов КЗ

### 5.1 Составление схем замещения

Схема замещения прямой последовательности представляет собой схему, в которую все источники, подпитывающие точку короткого замыкания, вводятся своими ЭДС и сопротивлениями, а остальные элементы только сопротивлениями (Рисунок-8).

Схема замещения обратной последовательности по структуре аналогична схеме прямой последовательности, так как пути циркуляции токов у них одинаковы, но в тоже время в ней ЭДС всех генерирующих ветвей условно приняты равными нулю.

Схема замещения нулевой последовательности определяется соединением обмоток, участвующих в ней трансформаторов и АТ и способом заземления нейтрали. В общем случае эта схема отличается от схем обратной и прямой последовательностей. При составлении схемы нужно помнить, что ток нулевой последовательности является по существу однофазным током, разветвленным между тремя фазами и возвращающимся через землю и параллельным ей цепям. Ток нулевой последовательности может протекать только в сторону обмоток трансформаторов, соединенных в звезду с заземленной нейтралью (Рисунок-9).

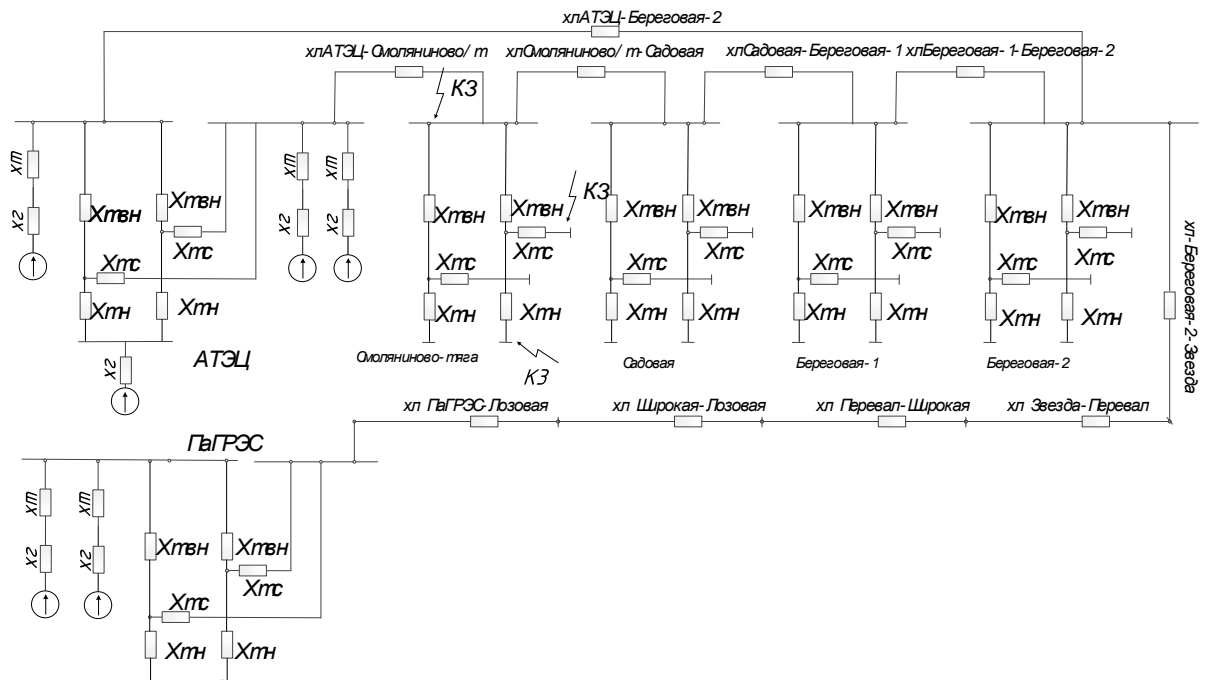


Рисунок 10 – Схема замещения прямой последовательности

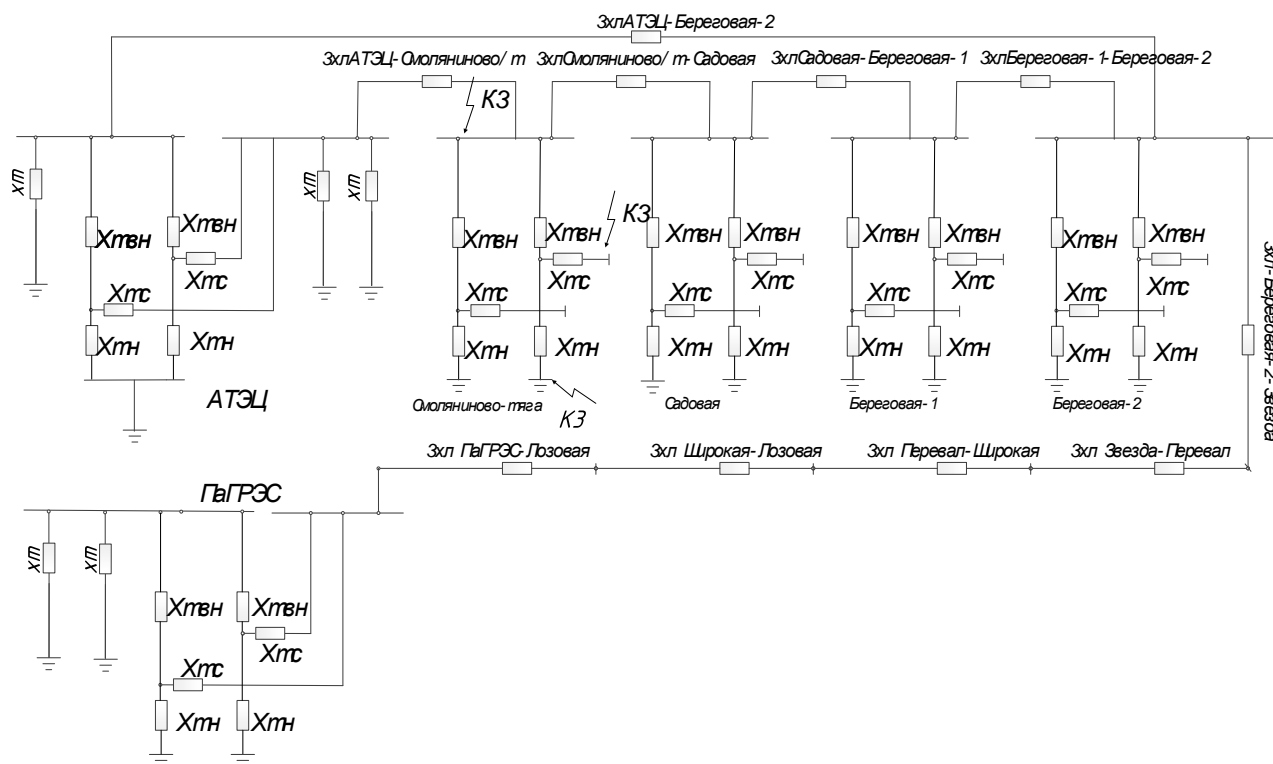


Рисунок 11 – Схема замещения нулевой последовательности

## 5.2 Определение параметров элементов схемы замещения для расчета в выбранном ПВК

При расчете коротких замыканий существует ряд допущений, которые позволяют упростить расчет и несущественно исказить результат.

- считают равными нулю намагничивающие токи силовых трансформаторов и емкостную проводимость линий;
- считают трёхфазную систему 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.

При расчёте токов КЗ в ПВК RastrWin3 необходимо задать сопротивление генераторов прямой и обратной последовательности, а также сопротивлений линий прямой и нулевой последовательности.

На Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС установлены генераторы двух типов. Их основные параметры приведены в таблице 24.

Таблица 21 – Параметры генераторов

Название величины	ТВФ-120-2УЗ	ТВФ-110-2ЕУЗ
1	2	3
Активная мощность, P (МВт)	100	110
Косинус угла $\varphi$ , $\cos\varphi$	0,8	0,8
Полная мощность, S (МВА)	125	137,5
Номинальное напряжение, $U_{ном}$ (кВ)	10,5	10,5
Номинальный ток, $I_{ном}$ (кА)	6,875	7,56
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, $x''_{d*}$ (о.е.)	0,192	0,189

При расчете токов короткого замыкания требуется знать параметры схемы замещения, которые определяются по ниже указанным формулам.

Сопротивление генератора прямой последовательности:

$$X_{z.np} = X_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_n} \quad (42)$$

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генератора ТВФ-120-2УЗ по формуле 37:

$$x_{n.n.} = \frac{0,192 \cdot 10,5^2}{125} = 0,169$$

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генератора ТВФ-110-2УЗ по формуле 37:

$$x_{n.n.} = \frac{0,189 \cdot 10,5^2}{137,5} = 0,152$$

где  $X_d''$  - переходное сопротивление генератора;

$S_n$  - полная мощность генератора.

Сопротивление генератора обратной последовательности:

$$X_{z.ob} = 1,22 \cdot X_{z.np} \quad (43)$$

Определим реактивное сопротивление обратной последовательности генератора ТВФ-120-2УЗ по формуле 37:

$$X_{z.ob} = 1,22 \cdot 0,169 = 0,206$$

Определим реактивное сопротивление обратной последовательности генератора ТВФ-110-2УЗ по формуле 37:

$$X_{z.ob} = 1,22 \cdot 0,152 = 0,185$$

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_l = x_0 \cdot l, \quad (44)$$

где  $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление линии;

$l$  – длина линии.

Среднее значение отношения  $X_0/X_1$  для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, для КЛ – принимаем равным 4. Также для КЛ характерно соотношение  $R_0/R_1$  равное 10.

### 5.3 Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3

Для произведения расчетов в ПВК RastrWin3 требуется во вкладке Узлы/Несим/ИД указать все узлы, тип нейтрали для каждого узла, а также номер

и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль помечается – зак., изолированная нейтраль – у. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, их значения сопротивления прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 22 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	U_ном
1	2	3	4
У	1	АТЭЦ-220	220
У	2	Г-8	10
зак	3	Нейт	220
зак	4	Нейт	220
У	5	АТЭЦ 110	110
У	6	Г-7	10
У	7	Г-6	10
У	8	Г-5	10
У	9	Смоляниново/г-110	110
зак	10	Нейт	110
У	11	Сн	35
У	12	Нн	27,5
зак	13	Нейт	110
У	14	Сн	35
У	15	Нн	27,5
У	16	Садовая-110	110
зак	17	Нейт	110
У	18	Нн	6
У	19	Нн	6
зак	20	Нейт	110
1	2	3	4
У	21	Нн	6
У	22	Нн	6
У	23	Береговая-1 110	110
зак	24	Нейт	110
У	25	Сн	-
У	26	Нн	6
зак	27	Нейт	110
У	28	Сн	-
У	29	Нн	6
У	30	Береговая-2 110	110

1	2	3	4
зак	31	Нейт	220
У	32	Нн	6
У	33	Береговая2 220	220
зак	34	Нейт	220
У	35	Звезда	220
У	36	Перевал	220
У	37	Широкая	220
У	38	Лозовая	220
У	39	ПаГРЭС-220	220
зак	40	Нейт	220
зак	41	Нейт	220
У	42	ПаГРЭС-110	110
У	43	Г-1	10
у	44	Г-3	10

Таблица 23 – Ветви/Несим/ИД

Название	х	х0
1	2	3
АТЭЦ-110-ПС Смоляниново тяга-110	9,32	27,960
ПС Смоляниново тяга-110 -ПС Садовая- 110	12,86	38,580
ПС Садовая-110 -ПС Береговая 1 -110	0,70	2,100
ПС Береговая 1 -110- ПС Береговая 2 -110	0,697	2,091
ПС Береговая-2 -220- ПС Звезда 220	0,25	0,75
ПС Звезда 220- ПС Перевал 220	14,66	42,980
ПС Перевал 220- ПС Широкая 220	17,26	51,780
ПС Широкая 220 - ПС Лозовая 220	13,86	41,580
ПС Лозовая 220- ПаГРЭС 220	9,44	28,320
АТЭЦ-220 – ПС Береговая 2 - 220	19,43	58,290

Таблица 24 – Генератор/Несим/ИД

N	N узла	х	х2	Е
1	2	3	4	5
1	2	0,168	0,206	10,5

1	2	3	4	5
2	6	0,168	0,206	10,5
3	7	0,168	0,206	10,5
4	8	0,168	0,206	10,5
5	43	0,168	0,206	10,5
6	44	0,152	0,185	10,5

#### 5.4 Расчет токов короткого замыкания

Результат расчёта представлен в таблице 32. Результат расчета по симметричным составляющим тока КЗ взят из таблицы «Состав-нессим» в RastrKZ. Модуль полного ТКЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{ПО}}^{(i)} = m \cdot I_{\text{КЗ}}^{(i)}; \quad (45)$$

где  $I_{(КЗ)}$  – симметричная составляющая тока прямой последовательности, берется из таблицы «Состав-несимм» при расчете в RastrKZ;

$m$  – коэффициент зависящий от вида КЗ, при трехфазном КЗ равен 1, при двухфазном равен  $\sqrt{3}$ , при однофазном равен 3.

Таблица 25 - симметричная составляющая тока прямой последовательности из RastrKZ

Точка КЗ	$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ , кА	$I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ , кА	$I_{\text{КЗ}}^{(1)}$ , кА
1	2		
ВН ПС Смоляниново/Г	6,219	2,973	1,681
СН ПС Смоляниново/Г	7,834	3,842	2,016
НН ПС Смоляниново/Г	8,215	4,049	2,377

Для 2-х фазного КЗ:

1)ВН

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 2,973 = 5,149 \text{ кА};$$



2)СН

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 3,842 = 6,655 \text{ кА};$$

3)НН

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 4,049 = 7,602 \text{ кА};$$

Для 1-х фазного КЗ:

1)ВН

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = 3 \cdot 1,681 = 5,043 \text{ кА};$$

2)СН

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = 3 \cdot 2,016 = 6,048 \text{ кА};$$

3)НН

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = 3 \cdot 2,377 = 7,131 \text{ кА};$$

Ударный ток короткого замыкания рассчитывается при трехфазном КЗ, так как по нему оборудование проверяется на электродинамическую стойкость, а в этом случае электродинамическое взаимодействие между фазами максимально.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (46)$$

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

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

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}, \quad (47)$$

где  $T_a$  – постоянная времени.

$$K_{y\partial}^{BH} = 1 + e^{\frac{-0.01}{0,03}} = 1,717$$

$$i_{y\partial}^{BH} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 6,219 = 15,831 \text{ кА}$$

$$K_{y\partial}^{CH(НН)} = 1 + e^{\frac{-0.01}{0,02}} = 1,607$$

$$i_{y\partial}^{CH} = \sqrt{2} \cdot 1,607 \cdot 7,834 = 19,942 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial}^{НН} = \sqrt{2} \cdot 1,607 \cdot 8,215 = 20,912 \text{ кА}$$

Результаты расчета приведены в таблице 32.

Таблица 26 – Значения токов КЗ на шинах ПС Смоляниново/Т

Точка КЗ	$I_{ПО}^{(3)}$ , кА	$I_{ПО}^{(2)}$ , кА	$I_{ПО}^{(1)}$ , кА	$T_a$	$i_{y\partial}$ , кА
1	2			3	4
ВН ПС Смоляниново/Т	6,219	5,149	5,043	0,03	15,831
СН ПС Смоляниново/Т	7,834	6,655	6,048	0,02	19,942
НН ПС Смоляниново/Т	8,215	7,602	7,131	0,02	20,912

Наибольшее начальное значение апериодической составляющей тока КЗ, согласно [18] в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ, и определять по следующей формуле:

$$i_{a(i)} = \sqrt{2} \cdot I_{по}; \quad (48)$$

Покажем расчет апериодической составляющей ТКЗ в начальный момент времени значение рассчитывается по наибольшему ТКЗ, результат по остальным точкам приведен в таблице 33.

$$i_{a(КВН)} = \sqrt{2} \cdot 6,219 = 8,745 \text{ кА};$$

$$i_{a(КСН)} = \sqrt{2} \cdot 7,834 = 11,079 \text{ кА};$$

$$i_{a(КНН)} = \sqrt{2} \cdot 8,215 = 11,618 \text{ кА};$$

Таблица 27 – Апериодическая составляющая ТКЗ в начальный момент времени

Точка КЗ	$i_a, \text{кА}$
1	2
ВН	8,745
СН	11,079
НН	11,618

Полученные значения токов КЗ используются в расчетах для выбора и проверки оборудования на ПС Смоляниново/т.

## 6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Целью данного раздела является выбор и проверка основного электротехнического оборудования на ПС Смоляниново/тяга.

### 6.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивного исполнения подстанции Смоляниново/тяга

Тип РУ ВН ПС Смоляниново/т ОРУ. По способу подключения к питающей сети подстанция является транзитной. К данной ПС подходит две линии 110 кВ и также имеется 3 трансформатора. Выбираем схему ОРУ - № 12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин»(Рисунок хх). Данная схема может быть использована при применении выключателей, для которых период между плановыми ремонтами менее 10 лет, а его продолжительность более суток; в этом случае питание потребителей осуществляется через обходную систему шин.

Схема одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин применяется в следующих случаях:

- когда в РУ имеются присоединения, отключение которых при выводе выключателя из работы (отключение его оперативным персоналом) недопустимо даже кратковременно и при повышенных требованиях к сохранению в работе силовых трансформаторов, т.к. на станции возможны большие кратковременные нагрузки.

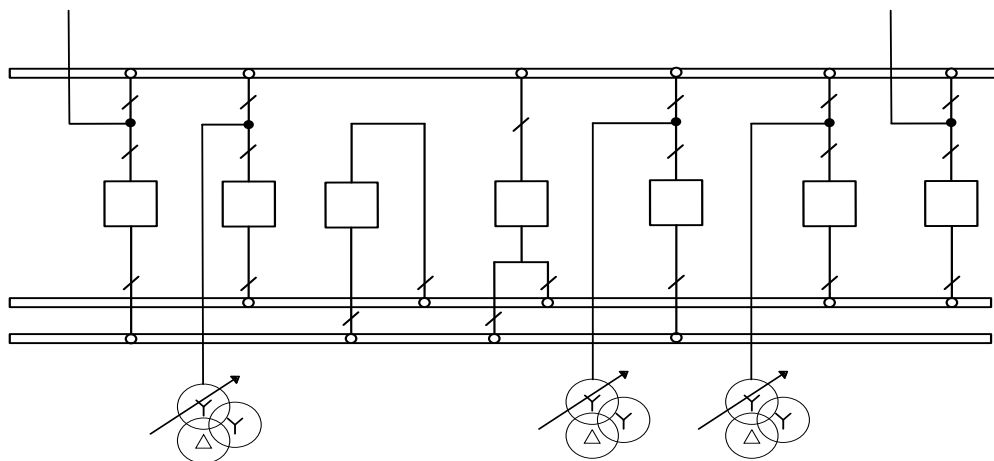


Рисунок 12-Однолинейная схема ВН ПС Смоляниново/тяга

- На 35 и 27,5 кВ выполняется с одинарной, секционированной двумя разъединителями системой шин (КРУН-35, 27,5 кВ).

## 6.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбираются по таким параметрам как номинальное напряжение и номинальный ток. Проверка выключателя производится по отключающей способности, а также по динамической и термической устойчивости к токам короткого замыкания.

Условия выбора выключателя следующие:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (49)$$

- по рабочему максимальному току:

$$I_{мах} \leq I_{ном}, \quad (50)$$

Проверка выключателей выполняется по следующим условиям:

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл.ном} \geq I_{П\tau}^{(3)}, \quad (51)$$

где  $I_{П\tau}^{(3)}$  - ток в момент расхождения контактов;

$I_{откл.ном}$  - ток предельной коммутационной способности выключателя.

- проверка по включающей способности выполняется по условиям:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}; \quad (52)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{П0}^{(3)}, \quad (53)$$

где  $i_{y0}$  - ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

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

$I_{вкл.ном}$  - номинальный ток включения, кА;

Если соблюдается условие  $I_{откл.ном} \geq I_{ПТ}^{(3)}$ , но  $i_{аном} < i_{ат}$ , то допускается производить проверку по отключающей способности по величине полного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат}; \quad (54)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{ПО}^{(3)}; \quad (55)$$

$$i_{дин} \geq i_{y0}; \quad (56)$$

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

$i_{дин}$  - наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА;

Максимальные рабочие токи рассчитываются по формуле:

Максимально возможный ток на стороне 110 кВ равен:

$$I_{\max ВН\Sigma} = I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (57)$$

$$I_{\max BH\Sigma} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,70 \text{ A};$$

Максимально возможный ток на стороне 35 кВ равен:

$$I_{\max CH\Sigma} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 35} = 577,33 \text{ A};$$

Максимально возможный ток на стороне 27,5 кВ равен:

$$I_{\max H H\Sigma} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 734,81 \text{ A};$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 110 кВ, а также на выходе трансформаторов 110 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу 33.

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

$$B_K = I_{\Pi O}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + \Delta t + T_a); \quad (58)$$

где  $B_K$  - тепловой импульс тока по расчету,  $\text{kA}^2\text{s}$ ;

где  $I_{\Pi O}$  - наибольший ток короткого замыкания, из таблицы хх;

$\Delta t$  - ступень селективности, принимаем равной 0,5 с.

$t_{\text{откл}}$  - собственное время отключения выключателя, определяется по каталогу от производителя данного выключателя;

$T_a$  - постоянная времени затухания, берется из таблицы хх

$$B_K = 6,22^2 \cdot (0,065 + 0,03 + 0,5) = 23,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K.ном} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.};$$

$$B_{K.ном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_K \leq B_{K.ном};$$

$$23,02 \leq 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{условие выполняется};$$

Проверку на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания проводят по следующим формулам:

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{откл.НОМ}; \quad (59)$$

где  $\beta_{НОМ}$  – нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания, %.

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 40 = 25,45 \text{ кА};$$

Апериодическая составляющая к моменту отключения равна:

$$i_{ат} = i_{a0} \cdot e^{\left(\frac{t}{T_a}\right)}; \quad (60)$$

$$i_{ат} = 8,745 \cdot e^{\left(\frac{0,035}{0,03}\right)} = 2,72 \text{ кА};$$



$$i_{ar} \leq i_{aНОМ}; \quad (61)$$

$2,72 \leq 25,45 \text{ кА}$  – условие выполняется;

Выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке. Для остальных выключателей расчет производится аналогично, результат представлен в таблице хх.

Таблица 28 – Выбор выключателей

Наименование присоединения	Тип выключателя	$U_{уст} \leq U_{ном},$ кВ	$I_{max} \leq I_{ном},$ А	$I_{по} \leq I_{вкл},$ А	$I_{по} \leq I_{отклно},$ А	$i_{уд} \leq I_{д.с},$ кА	$B_K \leq B_{K.ном},$ кА <sup>2</sup> с	$i_{ат} \leq i_{аном},$ кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ввод тр-ра 110 кВ	ВГТ-110-II-40/2000У1	110≤110	183,70≤2000	6,22≤40	6,22≤40	15,83≤102	23,02≤4800	2,72≤25,45
Секционный выключатель 110 кВ	ВГТ-110-II-40/2000У1	110≤110	91,85≤2000	6,22≤40	6,22≤40	15,83≤102	23,02≤4800	2,72≤25,45
Линия - 1	ВГТ-110-II-40/2000У1	110≤110	441,9≤2000	6,22≤40	6,22≤40	15,83≤102	23,02≤4800	2,72≤25,45
Линия - 2	ВГТ-110-II-40/2000У1	110≤110	254,8≤2000	6,22≤40	6,22≤40	15,83≤102	23,02≤4800	2,72≤25,45
Ввод РУ 35 кВ	ВВУ-СЭЦ- 35-25/630У2	35≤35	577,3≤630	7,83≤25	7,83≤25	19,94≤64	36,48≤1875	3,45≤14,14
Секционный выключатель 35 кВ	ВВУ-СЭЦ- 35-25/400У2	35≤35	288,6≤400	7,83≤25	7,83≤25	19,94≤64	36,48≤1875	3,45≤14,14
Линия -1-2-3 35 кВ	ВВУ-СЭЦ- 35-25/400У2	35≤35	117≤400	7,83≤25	7,83≤25	19,94≤64	36,48≤1875	3,45≤14,14
Ввод РУ 27,5 кВ	ВВУ-СЭЦ- 35-25/1000У2	27,5≤35	734,8≤1000	8,22≤25	8,22≤25	20,91≤64	40,2≤1875	3,62≤14,14
Секционный выключатель 27,5 кВ	ВВУ-СЭЦ- 35-25/630У2	27,5≤35	367,4≤630	8,22≤25	8,22≤25	20,91≤64	40,2≤1875	3,62≤14,14
Фидер ДПР	ВВУ-СЭЦ- 35-25/400У2	27,5≤35	9≤400	8,22≤20	8,22≤20	20,91≤64	40,2≤1875	3,62≤14,14
Ячейка ТСН	ВВУ-СЭЦ- 35-25/400У2	27,5≤35	6,2≤400	8,22≤20	8,22≤20	20,91≤64	40,2≤1875	3,62≤14,14
ФКС(фидер контактной сети)все кроме № 5,6	ВВУ-СЭЦ- 35-25/400У2	27,5≤35	300≤400	8,22≤20	8,22≤20	20,91≤64	40,2≤1875	3,62≤14,14

Выключатели подходят для установки по требуемым параметрам.

### 6.3 Выбор и проверка разъединителей

Алгоритм выбора разъединителей аналогичен алгоритму выбора выключателей, однако проверка на отключающую способность для разъединителей не проводится, так как их не используют для коммутации цепей, находящихся под напряжением.

На стороне 110 кВ выберем разъединители марки:

РДЗ–1–110/1000 НУХЛ1 – с одним заземляющим ножом:

РДЗ–2–110/1000 НУХЛ1 – с двумя заземляющими ножами:

Таблица 29 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
Ввод тр-ра 110 кВ и секционного выключателя		
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{\max} = 183,7 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,83 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
Главные ножи		
$B_{К.ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 / с$	$B_K = 136,58 \text{ кА}^2с$	$B_K \leq B_{К.ном}$

### 6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, которое предназначено для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока бывают масляными, элегазовыми, оптическими.

ТТ подбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности, а также проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. Для ОРУ 110 кВ выбираем ТОГФ – 110 – 0,5/10р – 600/5 – УХЛ1.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне ВН

Вводные ячейки				
Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр, счетчик АЭ и РЭ ватметр и варметр	Меркурий 234 ART	0,1	0	0,1
ИТОГО		0,1	0	0,1
Ячейк Л-1,Л-2				
Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр, счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 234 ART	0,1	0	0,1
Итого		0,1	0	0,1
Ячейка секционного выключателя				
Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦА2101	0	10	0
ИТОГО		0	10	0

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

110 ≤ 110 кВ – условие выполняется;

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{max} \leq I_{ном};$$

188 ≤ 600 А – условие выполняется;

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{ДОП}} \geq \sum Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}; \quad (62)$$

Индуктивным сопротивлением можно пренебречь ввиду его малых значений, считая, что полное сопротивление равно активному.

Допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока:

$$Z_{2\text{ДОП}} = R_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}; \quad (63)$$

Мощность вторичных обмоток при классе точности 0,5 (для цепей измерений) равна,  $S_{2\text{НОМ}} = 50 \text{ ВА}$ ;

$$Z_{2\text{ДОП}} = R_{2\text{ДОП}} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом};$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\sum Z_{\text{ПРИБ}} = \sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2}; \quad (64)$$

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{10}{5^2} = 0,8 \text{ Ом};$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным:

$$R_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом};$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = R_{2\text{доп}} - \Sigma R_{\text{прив}} - R_{\text{к}}; \quad (65)$$

$$r_{\text{пр}} = 2 - 0,8 - 0,1 = 1,1 \text{ Ом};$$

Определяем допустимое сечение провода:

$$S_{\text{доп}} = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}; \quad (66)$$

$l$  – длина соединительных проводов для 110 кВ принимается:  $l = 100$  м.

$\rho$  – удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283 \text{ мм}^2 / \text{м};$$

$$S_{\text{доп}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{1,1} = 2,57 \text{ мм}^2;$$

Выберем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм<sup>2</sup>.  
Алюминиевая токопроводящая жила, контрольный кабель с резиновой изоляцией жил; оболочка – ПВХ пластикат; броня - две стальные ленты;

Определяем действительное сопротивление провода:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S}; \quad (67)$$

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом};$$

Определяем полное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока:

$$R_{НАГР} = Z_2 = \Sigma R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K; \quad (68)$$

$$R_{НАГР} = Z_2 = 0,8 + 0,71 + 0,1 = 1,61 \text{ Ом};$$

$$Z_{2ДОП} \geq Z_2;$$

$2 \geq 1,61 \text{ Ом}$  – условие выполняется;

Результаты расчета сводятся в таблицу 31.

Таблица 31– Сопоставление каталожных и расчетных данных ТОГФ – 110 – 0,5/10р – 600/5 –УХЛ1 для секционного выключателя и ввода

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 600 \text{ А}$	$I_{\max} = 183,70 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,61 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,83 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$V_{КНОМ} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 59,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{КНОМ}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

Таблица 32 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ТОГФ – 110 – 0,5/10р – 600/5 –УХЛ1 для Л-1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 600 \text{ А}$	$I_{\max} = 441,9 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,61 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$

1	2	3
$I_{д.с.} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,83 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{д.с.}$
$V_{кном} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{к} = 59,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{к} \leq V_{кном}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке

Таблица 33 Сопоставление каталожных и расчетных данных ТОГФ – 110 – 0,5/10р – 600/5 –УХЛ1 для Л-2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 600 \text{ А}$	$I_{max} = 254,8 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$Z_{ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,61 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{ном}$
$I_{д.с.} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,83 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{д.с.}$
$V_{кном} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{к} = 59,19 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{к} \leq V_{кном}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке

Для КРУ 35 и 27,5 Кв выберем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-35

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне СН

Вводные ячейки				
Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр, счетчик АЭ и РЭ ватметр и варметр	Меркурий 234 ART	0,1	0	0,1
ИТОГО		0,1	0	0,1
Ячейк Л-1,Л-2,Л-3				
Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр, счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 234 ART	0,1	0	0,1
Итого		0,1	0	0,1



1	2	3	4	5
Ячейка секционного выключателя				
Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦА2101	0	10	0
ИТОГО		0	10	0

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ};$$

$35 \leq 35 \text{ кВ}$  – условие выполняется;

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{max} \leq I_{НОМ};$$

$577,33 \leq 1200 \text{ А}$  – условие выполняется для 35 кВ;

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2ДОП} \geq \sum Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_{К}; \quad (69)$$

Индуктивным сопротивлением можно пренебречь ввиду его малых значений, считая, что полное сопротивление равно активному.

Допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока:

$$Z_{2ДОП} = R_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2}; \quad (70)$$

Мощность вторичных обмоток при классе точности 0,5 (для цепей измерений) равна,  $S_{2НОМ} = 50 \text{ ВА}$ ;

$$Z_{2ДОП} = R_{2ДОП} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом};$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\Sigma Z_{ПРИБ} = \Sigma R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2}; \quad (71)$$

$$\Sigma R_{ПРИБ} = \frac{10}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}; \text{ для } 35 \text{ кВ};$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным:

$$R_K = 0,05 \text{ Ом};$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет равно:

$$r_{ПР} = R_{2ДОП} - \Sigma R_{ПРИБ} - R_K; \quad (72)$$

$$r_{ПР} = 2 - 0,8 - 0,05 = 1,15 \text{ Ом}; \text{ для } 35 \text{ кВ};$$

Определяем допустимое сечение провода:

$$S_{ДОП} = \frac{\rho \cdot l}{r_{ПР}}; \quad (73)$$

$l$  – длина соединительных проводов для 35 кВ принимается:  $l = 75 \text{ м}$ .

$\rho$  – удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283 \text{ мм}^2 / \text{м};$$

$$S_{\text{доп}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{1,15} = 1,86 \text{ мм}^2; \text{ для } 35 \text{ кВ};$$

Выберем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм<sup>2</sup>.  
Алюминиевая токопроводящая жила, контрольный кабель с резиновой изоляцией жил; оболочка – ПВХ пластикат; броня - две стальные ленты;

Определяем действительное сопротивление провода:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S};$$

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом}; \text{ для } 35 \text{ кВ};$$

Определяем полное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока:

$$R_{\text{НАГР}} = Z_2 = \Sigma R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}}; \quad (74)$$

Для 35 кВ:

$$R_{\text{НАГР}} = Z_2 = 0,8 + 0,53 + 0,05 = 1,38 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\text{доп}} \geq Z_2;$$

$2 \geq 1,38 \text{ Ом}$  – условие выполняется;

Результаты расчета сводятся в таблицу 9,10.

Таблица 35 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТОЛ-СЭЩ-35 для 35 кВ для секционного выключателя и ввода

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 600 \text{ А}$	$I_{\max} = 577,3 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,38 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,94 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$V_{КНОМ} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} = 93,89 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} \leq V_{КНОМ}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

Таблица 36- Сопоставление каталожных и расчетных данных ТОЛ-СЭЩ-35 для 35 кВ Л-1, Л-2, Л-3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 150 \text{ А}$	$I_{\max} = 117 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,38 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,94 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$V_{КНОМ} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} = 93,83 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} \leq V_{КНОМ}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке

Таблица 37 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне НН

Вводные ячейки				
Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр, счетчик АЭ и РЭ ватметр и варметр	Меркурий 234 ART	0,1	0	0,1
ИТОГО		0,1	0	0,1

1	2	3	4	5
Ячейк ФКС(1-10)				
Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр, счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 234 ART	0,1	0	0,1
Итого		0,1	0	0,1
Ячейка секционного выключателя				
Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦА2101	0	10	0
ИТОГО		0	10	0
Ячейка ТСН				
Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ЦА2101	0	10	0
Трехфазный счетчик АЭ	СБ300	0,1	0,1	0

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТОЛ-СЭЩ- для 27,5 кВ для секционного выключателя и ввода

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{\max} = 934,8 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,27 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,94 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$V_{КНОМ} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} = 103,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} \leq V_{КНОМ}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

Таблица 39 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ТОЛ-СЭЩ-35 для 27,5 кВ для ФКС

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 600 \text{ А}$	$I_{\max} = 300 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,27 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,94 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$V_{КНОМ} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 103,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{КНОМ}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

Таблица 40 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ТОЛ-СЭЩ-35 для 27,5 кВ для ДПР

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 50 \text{ А}$	$I_{\max} = 9 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,27 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,94 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$V_{КНОМ} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 103,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{КНОМ}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

Таблица 41 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ТОЛ-СЭЩ-35 для 27,5 кВ для ТСН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 50 \text{ А}$	$I_{\max} = 6,2 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,27 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,94 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$V_{КНОМ} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 103,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{КНОМ}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

## 6.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения используются для снижения высокого напряжения и для разграничения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Вторичная нагрузка трансформаторов на стороне ВН представлена в таблице 42. Трансформаторы напряжения проверяются по напряжению установки и допустимой нагрузке вторичных цепей.

Выберем трансформатор напряжения НАМИ – 110 – УХЛ1:

Нагрузку на один трансформатор напряжения будем рассчитывать из условия, что все приборы подключены к нему т.к. один ТН может быть выведен в ремонт.

Таблица 42 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5
Амперметр, счетчик АЭ и РЭ ватметр и варметр	Меркурий 234 ART	6	9	54
Вольтметр	ЦВ2101	2	10	20
Итого				74

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$110 \leq 110 \text{ кВ}$  – условие выполняется;

Проверку на допустимую мощность нагрузки вторичных обмоток производят по следующему условию:

$$S_{\text{ПРИБ}} \leq S_{\text{НОМ}}; \quad (75)$$

$74 \leq 400 \text{ ВА}$  – условие выполняется;

Результаты расчета сводятся в таблицу 43.

Таблица 43 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИ – 110 – УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$S_{\text{НОМ}} = 400 \text{ ВА}$	$S_{\text{ПРИБ}} = 74 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{ПРИБ}}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

Выберем на стороне 35, 27,5 кВ трансформатор напряжения НАЛИ – 35 – УХЛ2:

Таблица 44 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 35 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5
Амперметр, счетчик АЭ и РЭ ватметр и варметр	Меркурий 234 ART	5	9	45
Вольтметр	ЦВ2101	2	10	20
Итого				65

Таблица 45 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАЛИ-СЭЩ – 35 – УХЛ2:

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3



$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ} = 150 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} = 65 \text{ ВА}$	$S_{НОМ} \geq S_{ПРИБ}$

Таблица 46 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 27,5 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5
Амперметр, счетчик АЭ и РЭ ватметр и варметр	Меркурий 234 ART	13	9	117
Вольтметр	ЦВ2101	3	10	30
Трехфазный счетчик АЭ	СЕ300	2	9	18
Итого				165

Таблица 47 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАЛИ-СЭЦ – 27 – УХЛ2:

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ} = 200 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} = 165 \text{ ВА}$	$S_{НОМ} \geq S_{ПРИБ}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

### 6.6 Выбор и проверка токоведущих частей

Для распределительных устройств 110 применяют гибкие шины из провода АС.

На стороне 110 кВ выбираем гибкую ошиновку;

Т.к. по экономической плотности тока гибкая ошиновка не проверяется то выбираем по допустимому току. Выбираем гибкие шины АС-120/19.

$$I_{доп} = 390 \text{ А}; q = 181,37 \text{ мм};$$

Проверка шин на сжестывание можно не делать, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (76)$$

-гибкие шины из провода АС:  $C = 88 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ ; (взято с учебно-методического пособия А.А. Соловьев: «Выбор токоведущих частей и электрических аппаратов подстанций»).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{23,02 \cdot 10^6}}{88} = 54,52 \text{ мм}^2;$$

$q_{\min} < q$  и выбранное сечение подходит по термической стойкости.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}; \quad (77)$$

$$183,70 \leq 390 \text{ А};$$

Выбранное сечение подходит по нагреву.

Проверка на коронный разряд:

Определяем максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ПР}}}}\right); \quad (78)$$

$r_{\text{ПР}}$  - радиус провода, см.

$m = 0,82$  - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода. (взято с учебно-методического пособия А.А. Соловьев: «Выбор токоведущих частей и электрических аппаратов подстанций»).

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}\right) = 33,37 \text{ кВ / см};$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{НОМ}}}{r_{\text{ПР}} \cdot \lg \frac{1,26 \cdot D}{r_{\text{ПР}}}}; \quad (79)$$

$U_{\text{НОМ}}$  - линейное напряжение, кВ

$D$  - расстояние между соседними фазами, см ( $D=1,5; 3,0; 4,0$  для напряжения 35;110;220 кВ)

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{378}{0,76}} = 18,99 \text{ кВ / см};$$

Провода не будут коронировать, если выполняется следующие условие:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (80)$$

$$20,32 \leq 30,03 \text{ кВ / см};$$

Выбранный провод удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

В закрытых РУ 35-27,5 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках.

Выбираем для 35 кВ алюминиевую шину круглого сечения 19 мм:

$$q = 283 \text{ мм}; I_{\text{доп}} = 605 \text{ А};$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C};$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{36,48 \cdot 10^6}}{88} = 68,37 \text{ мм}^2;$$

$$q_{\text{min}} < q - \text{условие выполняется};$$

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}; \tag{81}$$

$$577 \text{ А} \leq 605 \text{ А};$$

Момент инерции шины круглого сечения

$$J = \frac{\pi \cdot D^4}{64}; \tag{82}$$

$$J = \frac{3,14 \cdot 1,9^4}{64} = 1 \text{ см}^4;$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (83)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{1}{6,84}} = 0,33 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{0,33} = 0,57 \text{ м};$$

Принимаем  $l = 0,6 \text{ м}$ ;

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a}; \quad (84)$$

$a$  – расстояние между фазами для 35 кВ равно 0,44 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{19942^2}{0,44} = 156,55 \text{ Н / м};$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (85)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot d^3}{32}; \quad (86)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot 1,9^3}{32} = 0,67 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{156,55 \cdot 0,6^2}{10 \cdot 0,67} = 8,41 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп};$$

Для выбранной шины  $\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$ , следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

Выбираем для 27,5 кВ алюминиевую шину круглого сечения 25 мм:

$$q = 491 \text{ мм}; I_{доп} = 885 \text{ А};$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \quad (87)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{40,2 \cdot 10^6}}{88} = 72,1 \text{ мм}^2;$$

$$q_{\min} < q - \text{условие выполняется};$$

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}; \quad (88)$$

$$735 \text{ A} \leq 885 \text{ A};$$

Момент инерции шины круглого сечения

$$J = \frac{\pi \cdot D^4}{64}; \quad (89)$$

$$J = \frac{3,14 \cdot 2,5^4}{64} = 1,92 \text{ см}^4;$$

Определяем максимальную длину пролета между изоляторами для исключения явления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (90)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{1,92}{7,21}} = 0,45 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{0,45} = 0,67 \text{ м};$$

Принимаем  $l = 0,7 \text{ м}$ ;

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yД}^2}{a}; \quad (91)$$

$a$  – расстояние между фазами для 27,5 кВ равно 0,44 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{20912^2}{0,44} = 172,15 \text{ Н / м};$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (92)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot d^3}{32}; \quad (93)$$

$$W_{\phi} = \frac{\pi \cdot 2,5^3}{32} = 1,53 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{172,15 \cdot 0,7^2}{10 \cdot 1,53} = 5,51 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{ДОП};$$



Для выбранной шины  $\sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$ , следовательно условие по механической прочности выполняется и выбранная шина подходит для установки.

### 6.7 Выбор подвесных изоляторов

Согласно, количество изоляторов в гирлянде следует вычислять исходя из значения длины пути утечки гирлянды (не менее 1,9 см на 1 кВ действующего значения наибольшего рабочего напряжения).

Для крепления гибких шин ОРУ 110, кВ применяем гирлянды подвесных изоляторов ПС70. Количество изоляторов в гирлянде найдём по формуле, шт:

$$n \geq \frac{U_{нб} \cdot 1,9}{L}, \quad (94)$$

$$\frac{126 \cdot 1,9}{30,3} \leq 8$$

где  $U_{нб}$  – наибольшее рабочее напряжение, кВ;  $L$  – длина пути утечки одного изолятора, для ПС 70,  $L=30,3$  см. Выбор количества изоляторов в гирляндах 110 кВ.

Подвесные изоляторы на термическую и электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания и по разрушающей нагрузке не проверяются.

Результаты выбора изоляторов сводим в таблицу 48.

Таблица 48 – Выбор изоляторов

Наименование РУ	Тип изолятора	Количество изоляторов
1	2	3
РУ-110 кВ	ПС-70	8

### 6.8.Выбор опорных и проходных изоляторов

Выбор опорные изоляторы происходит по роду установки, напряжению и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет, в многопролетной шинной конструкции. Расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , указанной в паспортных данных изоляторов. [14]

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (95)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (96)$$

Выбор опорных изоляторов на 35 и 27,5 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ОСК-20-35УХЛ1 с  $F_{доп} = 12000$  Н. Данные изоляторы предназначены для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций переменного тока напряжением до 35 кВ. В качестве элемента, воспринимающего механические нагрузки, в изоляторах используется высокопрочный стеклопластиковый стержень, соизмеримый по прочности с легированными конструкционными сталями.

Высота изолятора равна:  $H_{из} = 560$  мм;

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) рассчитывается по формуле:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \quad (97)$$

$$k_h = \frac{H_{из} + d + \frac{d}{2}}{H_{из}}; \quad (98)$$

Для 35 кВ:

$$k_h = \frac{560 + 19 + \frac{19}{2}}{560} = 1,05;$$

$$F_{расч} = 156,55 \cdot 0,6 \cdot 1,05 = 98,627 \text{ Н};$$

Проверка по условию:

$$98,63 < 12000 \text{ Н.}$$

Для 27,5 кВ:

$$k_h = \frac{560 + 25 + \frac{25}{2}}{560} = 1,07;$$

$$F_{расч} = 172,15 \cdot 0,70 \cdot 1,07 = 128,94 \text{ Н};$$

Проверка по условию:

$$128,94 < 12000 \text{ Н.}$$

Выбранный изолятор имеет достаточно большой запас прочности и принимается к установке.

Выбор проходных изоляторов на 35, 27,5 кВ:

При выборе проходных изоляторов, к приведенным выше условиям так же добавляется требование:  $I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$ . Выбираем проходные изоляторы марки ИП-35/1600-12,5 УХЛ1 с  $F_{\text{разр}} = 12500 \text{ Н}$ .

Параметры данных изоляторов сведены в таблицу 54.

Таблица 49 – Выбор проходных изоляторов ИП-35/1600-12,5 УХЛ1 для 35

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 3 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 98,63 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 12500 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$
$I_{\max} = 577,33 \text{ А};$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$

Таблица 50 – Выбор проходных изоляторов ИП-35/1600-12,5 УХЛ1 для 27 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_p = 27,5 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ} = 128,94 \text{ Н}$	$F_{ДОП} = 12500 \text{ Н}$	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$
$I_{\max} = 734,8 \text{ А};$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$

## 6.9 Выбор ограничителей перенапряжений

1) Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения.

$$U_{Н.Р.Д} = 1,05 \cdot \frac{U_{Н.Р.С.}}{\sqrt{3}}; \quad (99)$$

$U_{Н.Р.С.}$  – наибольшее рабочее напряжение сети, по ГОСТ 1516.3 – 96 равно 126 кВ;

$$U_{Н.Р.Д} = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,4 \text{ кВ};$$

2) Выбор номинального напряжения.

Номинальное напряжение ОПН должно быть не менее наибольшего эквивалентного квазистационарного перенапряжения:

$$U_{НОМ} \geq U_{ЭКВ};$$

где  $U_{ЭКВ}$  - амплитуда эквивалентного 10-го квазистационарного перенапряжения, определяется по следующей формуле;

$$U_{ЭКВ} = U_K \cdot \left( \frac{T_K}{10} \right)^m; \quad (100)$$

Где  $m$  – показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения можно принять равным 0,02;

$U_K$  - амплитуда квазистационарного перенапряжения, определяется по формуле (9);

$T_K$  - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах,

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_K = 1,4 \cdot U_{Н.Р.}; \quad (101)$$

$$U_K = 1,4 \cdot 1,15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 102,24 \text{ кВ};$$

Значение средней длительности при одностороннем отключении однофазного КЗ согласно [26],  $t_v = 4 \text{ с}$ ;

$$U_{ЭКВ} = 102,24 \cdot \left( \frac{4}{10} \right)^{0,02} = 100,38 \text{ кВ};$$

Выбор номинального разрядного тока и класса пропускной способности:

### 3) Выбор номинального разрядного тока.

В сетях классов напряжения 110 кВ и выше, как правило, рекомендуются ОПН с номинальным разрядным током 10 кА.

### 4) Класс энергоемкости

При возможности возникновения переходного резонанса (на второй или третьей гармонике при установке в сетях 110 кВ ограничитель должен иметь энергоемкость не ниже 3,3 – 4,5 кДж/кВ номинального напряжения (3 класс).

### 5) Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности

$$I_{в.б.} > 1,2 \cdot I_{по}; \quad (102)$$

Для выбранного ОПН взрывобезопасный ток равен 40 кА;

$$40 > 1,2 \cdot 6,219 = 7,428 \text{ кА}; \text{ - условие выполняется;}$$

По рассчитанным выше параметрам принимаем к установке ОПНп-110/86/10/550 УХЛ1..

Далее проводим окончательную проверку выбранного ОПН.

Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

$$U_{ост.к} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{и} \cdot K_{к} \cdot U_{исп.}}{1,2}; \quad (103)$$

Где  $U_{исп.}$  - нормируемое одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц, согласно [ГОСТ Р 57382-2017];

$K_{и}$  - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием;

$K_K$  - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции.

Для трансформаторов согласно [26],  $K_{и} = 1,35$ ,  $K_K = 0,9$ .

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 200}{1,2} = 286,4 \text{ кВ};$$

Для выбранного ОПН,  $U_{\text{ост.к.ном}} = 217 \text{ кВ}$ ;

$$U_{\text{ост.к.ном}} \leq U_{\text{ост.к}}; \quad (104)$$

$217 \leq 286,4 \text{ кВ}$ ; - условие выполняется;

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{\text{вн}} = \frac{U_{\text{доп}} - U_{\text{ост.к.ном}}}{U_{\text{доп}}} > 0,15; \quad (105)$$

Где  $U_{\text{доп}}$  - допустимый уровень внутренних перенапряжений [26];

$$A_{\text{вн}} = \frac{257,2 - 217}{257,2} = 0,156 > 0,15;$$

7) Определение защитного уровня ОПН при грозовых перенапряжениях.

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по грозовым воздействиям.

$$A_{ГР} = \frac{U_{ИСП} - U_{ОСТ}}{U_{ИСП}} > 0,2; \quad (106)$$

где  $U_{ИСП}$  - значение грозового испытательного импульса для СТ [26];

$U_{ОСТ}$  - остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;

$$A_{ГР} = \frac{480 - 282}{480} = 0,41 > 0,2;$$

Сравнение расчетных и каталожных данных на выбранный ОПН приведено в таблице 51.

Таблица 51 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
1	2	3
$U_{Н.Р.Д} = 76,4 \text{ кВ}$	$U_{Н.Р.НОМ} = 86 \text{ кВ}$	$U_{Н.Р.Д} \leq U_{Н.Р.НОМ};$
$U_{ЭКВ} = 100,38 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{ЭКВ};$
$W_{УД} = 4,5 \text{ кДж / кВ}$	$W_{НОМ} = 5,75 \text{ кДж / кВ}$	$W_{НОМ} \geq W_{УД}$
$1,2 \cdot I_{П0} = 7,428 \text{ кА}$	$I_{В.Б.} = 40 \text{ кА}$	$I_{В.Б.} > 1,2 \cdot I_{П0};$
$U_{ОСТ.К} = 286,4 \text{ кВ}$	$U_{ОСТ.К.НОМ} = 217 \text{ кВ}$	$U_{ОСТ.К.НОМ} < U_{ОСТ.К};$
$A_{ВН} = 0,156;$	$A_{ВН.МИН} = 0,15$	$A_{ВН.МИН} < A_{ВН};$
$A_{ГР} = 0,41;$	$A_{ГР.МИН} = 0,2$	$A_{ГР.МИН} < A_{ГР};$

Выбранный ОПН удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

На стороне 35, 27,5 кВ трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН–П1–35/40,5/10/2УХЛ1 (2 класс энергоемкости), алгоритм расчета аналогичен приведенному выше, за исключением определения удельной энергоемкости, которая определяется по следующей формуле:

$$W_{УД} = \frac{W_1 \cdot n}{U_{Н.Р.НОМ}}; \quad (107)$$



где  $W_1$  – энергия рассеиваемая в ОПН за один цикл зажигания и гашения дуги;

$n$  – число зажиганий дуги, определяется по следующей формуле;

$$n = 30 - 0,1 \cdot I_C; \quad (108)$$

Где  $I_C$  – емкостный ток замыкания на землю, принимаем равным наименьшему току ОЗЗ при котором требуется компенсация. Согласно [пуэ] равен 20 А.

$$n = 30 - 0,1 \cdot 20 = 28;$$

Далее по графикам зависимости от  $I_C$  и остающегося напряжения ОПН указанным в [26], определяется  $W_1$ .

$$W_{уд} = \frac{0,125 \cdot 28}{12} = 0,291 \text{ кДж / кВ};$$

Для выбранного ОПН  $W_{НОМ} = 2,8 \text{ кДж / кВ}$ , далее выполняется проверка по следующему условию:

$$W_{НОМ} \geq W_{уд}; \quad (109)$$

$$2,8 \geq 0,291 \text{ кДж / кВ} - \text{условие выполняется};$$

Сравнение расчетных и каталожных значений по выбранному ОПН представлены в таблице 52.

Таблица 52 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
1	2	3
$U_{Н.Р.Д} = 24,55 \text{ кВ}$	$U_{Н.Р.НОМ} = 40,5 \text{ кВ}$	$U_{Н.Р.Д} \leq U_{Н.Р.НОМ};$
$U_{ЭКВ} = 34,37 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{ЭКВ};$
$W_{УД} = 0,291 \text{ кДж / кВ}$	$W_{НОМ} = 2,8 \text{ кДж / кВ}$	$W_{НОМ} \geq W_{УД}$
$1,2 \cdot I_{П0} = 9,4 \text{ кА}$	$I_{В.Б.} = 40 \text{ кА}$	$I_{В.Б.} > 1,2 \cdot I_{П0};$
$U_{ОСТ.К} = 121,71 \text{ кВ}$	$U_{ОСТ.К.НОМ} = 119 \text{ кВ}$	$U_{ОСТ.К.НОМ} < U_{ОСТ.К};$
$A_{ВН} = 0,27;$	$A_{ВН.МИН} = 0,15$	$A_{ВН.МИН} < A_{ВН};$
$A_{ГР} = 0,49$	$A_{ГР.МИН} = 0,2$	$A_{ГР.МИН} < A_{ГР};$

Выбранный ОПН удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

### 6.10 Выбор КРУН на 35 и 27,5 кВ

На средней и низкой стороне выбираем КРУН в утопленном МЭБ 35 и 27,5 кВ исполнения УХЛ1 марки СЭЩ-65(ЖД) основные параметры представлены в таблице 53.

Таблица 53 – Основные параметры КРУН СЭЩ-65(ЖД)-УХЛ1

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	35(27,5)
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток сборных шин, А	1600
Номинальный ток главных цепей КРУ, А	1600
Номинальный ток отключения высоковольтного выключателя, кА	25
Ток термической стойкости, кА	25

1	2
Ток электродинамической стойкости, кА	64
Тип выключателя	ВВУ СЭЩ-П
Габариты шкафа, мм: Высота/глубина/ширина	4550/3399/1500
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35
Трансформатор напряжения	НАЛИ – 35 – УХЛ2;
Ограничители перенапряжения	ОПН-П1-35/40,5/10 УХЛ1
Изоляторы	ОСК-20-35УХЛ1; ИП-35/1600-7,5 УХЛ1

### 6.11 Выбор и проверка ТСН

На всех подстанциях устанавливается не менее двух ТСН. На ТП переменного тока ТСН присоединяют к шинам РУ 27,5кВ.

Мощность трансформаторов СН определяется по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, указанных в таблице 54.

Таблица 54 – Потребители СН

Нагрузка	кВт х ед	$\cos \varphi$	$P_{уст}, кВт$	$Q_{уст}, кВар$
1	2	3	4	5
Охлаждение ТДТНЖ - 25000/110	7,7x2	0,85	15,4	13,10
Отопление и освещение ОПУ	60	1	60	–
Освещение ОРУ 110 кВ	10	1	10	–
Освещение и вентиляция КРУ	1x15	0,9	15	7,26

1	2	3	4	5
Отопление и подогрев КРУ	1x15	1	15	–
Питание оперативных цепей	1,8	0,38	1,8	4,38
Подогрев ВГТ – 110	15,8x7	1	110,6	–
Подогрев ВГТ – 35	2,8x10	1	28	–
Итого			255,8	14,74

При определении мощности ТСН исходят из того, что один трансформатор (с учетом его перегрузочной способности) должен обеспечить всю нагрузку СН. Требуемую мощность для питания потребителей собственных нужд (СН) определяем суммированием присоединенной мощности всех потребителей

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки

$$S_{РАСЧ} = K_C \cdot \sqrt{P_{вст}^2 + Q_{вст}^2}; \quad (110)$$

$K_C$  – коэффициент одновременности нагрузки, принимаем равным 0,8

$$S_{РАСЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{255,8^2 + 24,74^2} = 205,59 \text{ кВА};$$

Согласно найденному по формуле (82) значению мощности ТСН, окончательно принимаем к установке трансформатор ТМЖ-250/27,5-УХЛ1.

### 6.12 Выбор аккумуляторных батарей

Таблица 55 – Нагрузки аккумуляторной батареи

Потребитель	Нормальный режим		Аварийный режим	
	Постоянная нагрузка, А	Толчковая нагрузка, А	Постоянная нагрузка, А	Толчковая нагрузка, А
1	2	3	4	5
РЗА и ПА	28	–	28	–
Аварийное освещение	–	–	18	–

1	2	3	4	5
Система связи	–	–	23	–
В/в выключатели	–	313	–	313
Итого	28	313	69	313

Определяем число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}; \quad (111)$$

$U_{ш}$  - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$  - напряжение на элементе в режиме подзарядки;

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 107;$$

Определяем общее число элементов:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_A}; \quad (112)$$

$$n = \frac{230}{1,75} = 132;$$

Определяем количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0; \quad (113)$$

$$n_{доб} = 132 - 107 = 25;$$

Определяем типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}; \quad (114)$$

$I_{ав}$  - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

$j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда;

$$N = 1,05 \cdot \frac{69}{25} = 2,981;$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера  $N = 3$ .

Предварительно принимаем батарею СК – 3.

Проверим по максимальному толчковому току.

Проверку осуществляем по условию:

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}; \quad (115)$$

$I_{Tmax}$  - максимальный толчковый ток.

$$I_{Tmax} = 313 \text{ A};$$

$$46 \cdot N = 46 \cdot 3 = 138 \leq 313 \text{ A};$$

Условие не выполняется, следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{313}{46} = 6,8;$$

Окончательно принимаем СК – 8.

## 7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПС СМОЛЯНИНОВО-ТЯГА

В данном разделе произведен расчет контура заземления, зон молниезащиты и произведена оценка надежности молниезащиты ПС Смоляниново/тяга.

### 7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

Конструктивное исполнение подстанции: на 110 кВ – ОРУ, на 35 и 27,5 кВ – ЗРУ (КРУН СЭЩ-65(ЖД)-УХЛ1).

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к корпусу электротехнического оборудования не мог находиться за его пределами. Расчет заземляющего контура будет производиться с учетом рекомендаций ПУЭ. План подстанции с размерами предоставлен в графической части на листе 5.

Площадь, используемая под заземлитель, определяется по следующей формуле:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3); \quad (116)$$

Где А и В длина и ширина территории под заземлитель, м.

$$S = (90 + 3) \cdot (80,4 + 3) = 7756,2 \text{ м}^2;$$

Конструктивно контур заземления будет представлять собой сетку, состоящую из горизонтальных проводников, в узлах которой находятся вертикальные заземлители. Горизонтальные заземлители укладываются в траншеи глубиной 0,8 м от уровня планировочной отметки земли. В качестве горизонтальных и вертикальных заземлителей принимаем проводники круглого сечения диаметром  $d = 12$  мм.

Определим сечение проводников:

$$F_{II} = \pi \cdot R^2; \quad (117)$$

$$F_{II} = \pi \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2;$$

Выполним проверку на термическую стойкость по следующей формуле:

$$F_{TEP} = \sqrt{\frac{I_K^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}; \quad (118)$$

где  $T = 0,3$  с – время срабатывания РЗ;

$\beta$ - коэффициент термической стойкости, для стали равен 21.

$$F_{TEP} = 49 \text{ мм}^2.$$

Выполним проверку сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (119)$$

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + \alpha_K; \quad (120)$$

где  $T = 240$  мес – время использования заземлителя за период службы, равный 20 годам.

Где  $a_K, b_K, c_K, \alpha_K$ - справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

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

$$F_{КОР} = \pi \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,47 \text{ мм}^2;$$



Сечение проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{\Pi} \geq F_{\text{ТЕР}} + F_{\text{КОР}}; \quad (121)$$

$$113 \geq 49 + 31,47 = 80,44 \text{ мм}^2;$$

Условие выполняется, следовательно, выбранный диаметр подходит.

Найдем длину горизонтальных электродов:

$$L = C \cdot c + B \cdot v; \quad (122)$$

$c$  – количество полос по ширине ОРУ  $C$ ;

$v$  – количество полос по длине ОРУ  $B$ ;

$$c = \frac{C}{k}; \quad (123)$$

$$c = \frac{90}{6} = 15;$$

$$v = \frac{B}{k}; \quad (124)$$

$$v = \frac{80,4}{6} = 13;$$

Тогда длина горизонтальных электродов будет равна:

$$L = 90 \cdot 15 + 80,4 \cdot 13 = 2395,2 \text{ м};$$

Определим количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{e \cdot \sqrt{S}}{c}; \quad (125)$$

$$n_B = \frac{13 \cdot \sqrt{7756,2}}{15} = 76,33;$$

Принимаем  $n_B = 76$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (126)$$

Где  $l_B$  - длина вертикального электрода, принимаем равной 5 м;

$\rho_{\text{ЭКВ}}$  - эквивалентное удельное сопротивление грунта

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{h_{1\text{Э}}}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}}; \quad (127)$$

Где  $h_{1\text{Э}}$  – глубина заложения заземлителя, равна 6 м;

$\rho_1 = 50$  Ом·м,  $h_1 = 1,5$  м – соответственно удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта;

$\rho_2 = 60$  Ом·м,  $h_2 = 6$  м – соответственно удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{6}{\frac{1,5}{50} + \frac{6}{60}} = 40,90 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Коэффициент  $A$  зависит от соотношения длины вертикальных электродов  $l_B$  и  $\sqrt{S}$ :

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{7756,2}} = 0,067 \Rightarrow A = 0,375;$$

$$R = 40,90 \cdot \left( \frac{0,375}{\sqrt{7756,2}} + \frac{1}{2395,2 + 76 \cdot 5} \right) = 0,229 \text{ Ом};$$

Определим импульсный коэффициент заземления, по следующей формуле:

$$a_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{ЭКВ} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (128)$$

Где  $I_M$  - ток молнии, кА. Принимаем равным 40 ка для равнин [Савина Проценко].

$$a_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{7756,2}}{(40,90 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,9;$$

Определим импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_{II} = R \cdot a_{II} \leq 0,5; \quad (129)$$

$$R_{II} = 0,226 \cdot 1,9 = 0,433 \leq 0,5 \text{ Ом};$$

В соответствии с требованиями ПУЭ, сопротивление подстанции не должно превышать 0,5 Ом [15]. В данном случае требование выполняется.

## 7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах подстанций, прожекторных мачтах, на крышах зданий в селитебных зонах, а также на отдельно стоящих конструкциях, защиту которых нужно обеспечить.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений представляет собой определение границ зоны защиты молниеотводов, которая в геометрическом смысле является основанием конуса.

Защита ПС Смоляниново/тяга от прямого удара молнии осуществляется семью молниеотводами. Рассчитаем зоны защиты на трех уровнях: на уровне земли, шинного и линейного портала.

Высота молниеотвода  $h = 25$  м. Эффективную высоту молниеотвода найдем по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (130)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M12} = 28 \text{ м;}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h; \quad (131)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м};$$

Радиус внутренней зоны при условии  $h < L < 6h$ ;

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (L_{12} - 2 \cdot h)}{h} \right); \quad (132)$$

$$r_{c0} = 26,25 \cdot \left( 1 - \frac{0,2 \cdot (28 - 25)}{25} \right) = 25,62 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h); \quad (133)$$

$$h_{1CX} = 21,25 - (0,17 + 0,0003 \cdot 25) \cdot (28 - 25) = 20,72 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта

$h_X = 11 \text{ м}$  – высота линейного портала

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right); \quad (134)$$

$$r_{1X} = 26,25 \cdot \left( 1 - \frac{11}{21,25} \right) = 12,66 \text{ м};$$

$h_X = 7,85 \text{ м}$  – высота шинного портала

$$r_{2X} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right); \quad (135)$$

$$r_{2X} = 26,25 \cdot \left(1 - \frac{7,85}{21,25}\right) = 16,55 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_{1CX} = r_{C0} \cdot \frac{h_{1CX} - h_X}{h_{1CX}}; \quad (136)$$

$$r_{1CX(12)} = 25,62 \cdot \frac{20,72 - 11}{20,72} = 12,02 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне шинного портала:

$h_X = 7,85$  м – высота шинного портала

$$r_{2CX} = r_{C0} \cdot \frac{h_{1CX} - h_X}{h_{1CX}}; \quad (137)$$

$$r_{2CX(12)} = 25,62 \cdot \frac{20,72 - 7,85}{20,72} = 15,91 \text{ м};$$

Аналогичный расчет производится и для других сочетаний молниеотводов и результат сводится в таблицу хх.

Таблица 56 – Результаты расчета молниезащиты

Параметр	Сочетание молниеотводов				
	1-2	2-3	3-4	5-1	4-7
1	2	3	4	5	6
$L, \text{ м}$	28	28	60	60	38
$r_0, \text{ м}$	26,25	26,25	26,25	26,25	26,25
$r_{C0}, \text{ м}$	25,62	25,62	18,90	18,90	23,50
$h_{1CX}, \text{ м}$	20,72	20,72	15,04	15,04	18,94
$r_{1X}, \text{ м}$	12,66	12,66	18,59	18,59	12,66

## Продолжение таблицы 56

1	2	3	4	5	6
$r_{2X}, м$	16,55	16,55	19,14	19,14	16,55
$r_{1CX}, м$	12,02	12,02	11,12	11,12	9,86
$r_{2CX}, м$	15,91	15,91	11,67	11,67	13,78

План ПС Смоляниново тяга с расставленными молниеотводами и указанием зон защиты представлен на рисунке 18. На плане видно, что в зону действия молниезащиты попадают все объекты ПС

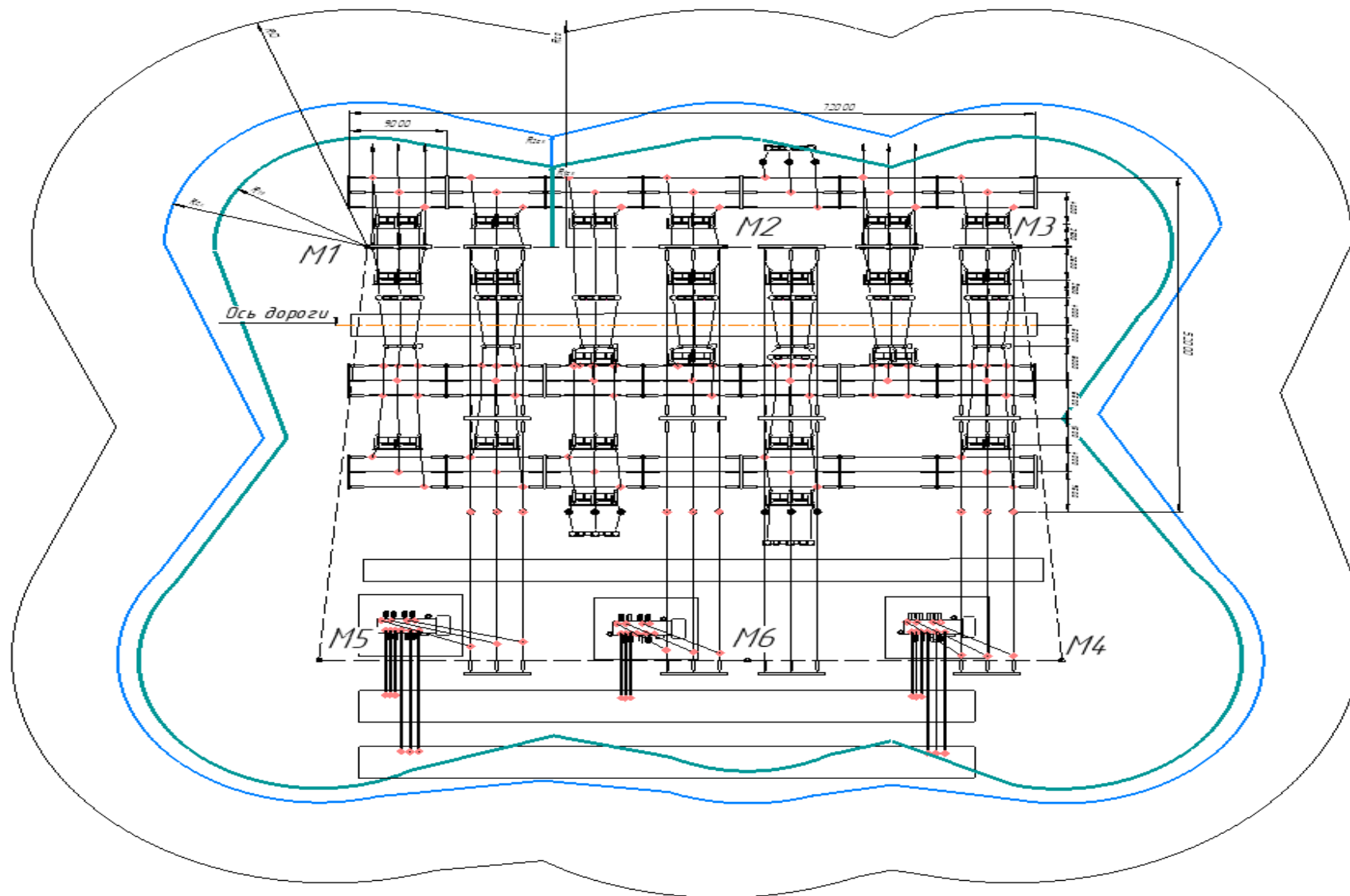


Рисунок 13 – Зоны молниезащиты



### 7.3 Оценка надежности молниезащиты ПС

В данном пункте произведена оценка надежности молниезащиты Смоляниново/тяга. Расчет будет производиться по методике, указанной в [РД-153-34.3-35.125-99].

В качестве опор выберем стальные опоры 110 кВ с двухцепной подвеской проводов и с одним грозотросом.

Надежность защиты ОРУ от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы. Это число может быть определено по следующей формуле:

$$N_{П.У} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (\eta_{ПР} \cdot p_a \cdot P_{ПР} + \eta_{ОП} \cdot P_{ОП}) \cdot 10^{-6}; \quad (138)$$

где  $a_T, b_T$  - длина и ширина территории ОРУ;

$p_0$  - плотность разрядов молнии на 1 км<sup>2</sup> земной поверхности, определяется по формуле ( );

$R_{ЭКВ}$  - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии, определяется по формуле ( );

$\eta_{ПР}, \eta_{ОП}$  - вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу, соответственно, при разрядах молнии в ОРУ, минуя молниеотводы, и при обратных перекрытиях (в расчетах принимается равной 0,9)

$p_a$  - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы, принимаем равной 0,005;

$P_{ПР}$  - доля опасных грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы, определяется по формуле ( );

$P_{ОП}$  - вероятность обратного перекрытия, определяется по формуле ( ).

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{Г.Ч}; \quad (139)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot 20 = 1;$$

$$R_{ЭКВ} = 5 \cdot h - \frac{2 \cdot h^2}{30}; \text{ если } h \leq 30 \text{ м}; \quad (140)$$

Где  $h$  – высота молниеотвода;

$$R_{ЭКВ} = 5 \cdot 25 - \frac{2 \cdot 25^2}{30} = 83,3 \text{ м};$$

$$p_{ПП} = e^{-0,04 \cdot I_{КР}}; \quad (141)$$

Где  $I_{КР}$  - критический ток молнии;

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}}; \quad (142)$$

Где  $Z_{ош}$  - волновое сопротивление ошиновки, вычисляется по формуле ( );

$U_{50\%}$  -50 %-ное разрядное напряжение изоляции для импульсов отрицательной полярности, вычисляется по формуле ( );

$$Z_{ош} = 60 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot h_{СР}}{r_3} \right); \quad (143)$$

Где  $r_3$  - радиус фазы, для АС-120/19 равен 0,076 м;

$h_{СР}$  - высота подвески шин, равна высоте ячеякового портала (11 м);

$$Z_{OH} = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 11}{0,076}\right) = 340,08 \text{ Ом};$$

$$U_{50\%} = U_{50\%}^- \cdot \left(0,92 - 0,012 \cdot l_{ИЗ}^{(0,74-0,06 \cdot l_{ИЗ}) \cdot (l_{ИЗ}^{-3})}\right); \quad (143)$$

Где  $U_{50\%}^-$  - 50 %-ное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности. Определяется по [РД], принимаем равным 623 кВ;

$l_{ИЗ}$  - длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, для выбранного изолятора равна 1,078 м;

$$U_{50\%} = 620 \cdot \left(0,92 - 0,012 \cdot 1,1^{(0,74-0,06 \cdot 1,1) \cdot (1,1^{-3})}\right) = 563,65 \text{ кВ};$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 563,65}{340,08} = 3,32 \text{ кА};$$

$$p_{ИП} = e^{-0,04 \cdot 3,32} = 0,876;$$

$$p_{ОП} = e^{-0,04 \cdot \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{ИЗ}}{R_{И}}} ; \quad (144)$$

$$p_{ОП} = e^{-0,04 \cdot \frac{563,65 - 50 \cdot 1,1}{0,433}} = 0,0004;$$

$$N_{И.В} = 1 \cdot (90 + 2 \cdot 83,3) \cdot (80,4 + 2 \cdot 83,3) \cdot \\ (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,876 + 0,9 \cdot 0,0004) \cdot 10^{-6} = 0,001124;$$

Определим среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ПС из-за грозных разрядов в ОРУ (в годах):

$$T_{п.у} = \frac{1}{N_{п.у}}; \quad (145)$$

$$T_{п.у} = \frac{1}{0,001124} = 889 \text{ лет};$$

Согласно [РД] для ОРУ 110 кВ данный показатель должен быть не меньше 700 лет. Условие выполняется, следовательно, молниезащита обеспечивает требуемый уровень надежности.

## 8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 8.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики

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 РЗиА электромеханического типа, которые состоят из реле электромеханического принципа работы. Сейчас активно используют устройства РЗиА на микропроцессорной основе, старые электромеханические реле используют все реже и реже.

В данном ВКР для реконструируемой ПС Смоляниновл/тяга установлены и рассмотрены новые комплекты микропроцессорных защит. Достоинства современных устройств РЗиА:

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

Главные комплексы защит, установленные для линии 110 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:

- продольная дифференциальная токовая защита - устанавливается для защиты от всех видов короткого замыкания в обмотках и на выводах, включая витковые замыкания в обмотках;

- газовая защита;

- токовая защита нулевой и обратной последовательности - резервная защита от токов внешних симметричных и несимметричных коротких замыканий и от замыканий на землю.

- максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени - защита от симметричных перегрузок;

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;

Резервные защиты, защищают трансформатор от сверхтоков внешних КЗ при повреждениях на присоединениях сети которые питаются от трансформатора. А также по возможности резервируют основные защиты;

- максимальная токовая защита (МТЗ) с пуском напряжения (в случае если не достигается требуемая чувствительность) или без пуска напряжения;

- Защита от перегрузки с действием на сигнал, на разгрузку или отключение;

- также используются ДЗ и направленная ТЗНП, согласно [ПУЭ]. ДЗ предназначены для отключения междуфазных КЗ, а НТЗНП – для отключения одно- и двухфазных КЗ на землю.

Для рассматриваемых участков ВЛ в качестве основной защиты принимаем продольную токовую дифференциальную защиту, с применением оптоволоконного канала связи. Данная защита будет реагировать на замыкания в любой точке линии, ограниченной трансформаторами тока.

В качестве резервных защит от междуфазных КЗ применяется направленная четырехступенчатая ДЗ, а от однофазных замыканий на землю четырехступенчатая направленная ТЗНП.

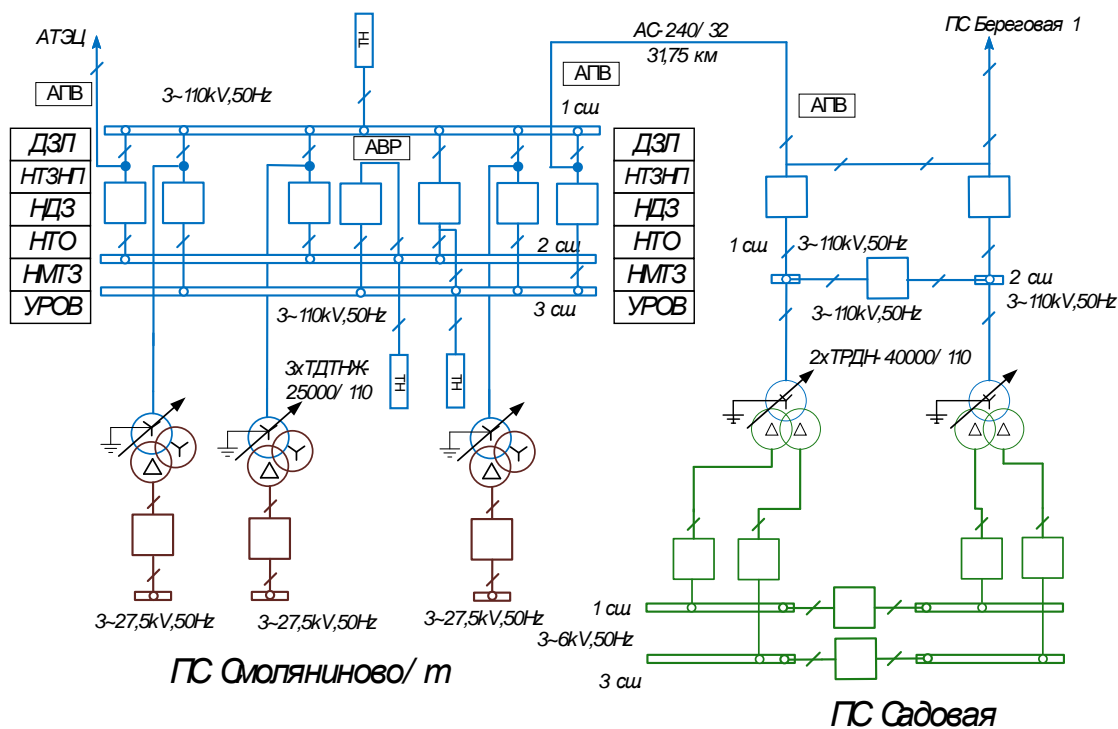


Рисунок 14 – схема расстановки релейной защиты

## 8.2 Релейная защита силового трансформатора на реконструируемой ПС Смоляниново/тяга

В данном пункте приводится расчет релейной защиты силового трансформатора марки ТДТНЖ-25000/110/35/27,5.

### 8.2.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Защита реализована с применением микропроцессорного устройства защиты БМРЗ-ТД-12-20-21. В таблице xx приведены исходные данные для расчета защиты.

Таблица 57 – исходные данные для расчета защиты трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Схема и группа соединения обмоток	$Y_0 / Y_0 / \Delta - 0 - 11$
$S_{T.HOM}, MVA$	25
$U_{T.HOM}^{BH}, kV$	115
$U_{T.HOM}^{CH}, kV$	35,5
$U_{T.HOM}^{HH}, kV$	27,5
$U_{k BH-CH MAX}, \%$	11,05
$U_{k BH-CH MIN}, \%$	9,95
$U_{k BH-HH MAX}, \%$	18,85
$U_{k BH-HH MIN}, \%$	18,22
$U_{k CH-HH}, \%$	6,5
РПН в нейтрали ВН, $n = 17, \Delta U = 1,50 \%$	
$X_C^{MIN}, \Omega$	19,31
$X_C^{MAX}, \Omega$	15,38
$K_{TT}^{BH}$	600/5
$K_{TT}^{CH}$	1200/5
$K_{TT}^{HH}$	1500/5

Сопротивление трансформатора рассчитывается для двух предельных случаев- крайнего нижнего и крайнего верхнего положения РПН.



$$U_{MIN/MAX}^{BH} = U_{T.HOM}^{BH} \cdot \left( 1 \pm \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \right); \quad (146)$$

$$U_{MIN}^{BH} = 115 \cdot \left( 1 - \frac{17-1}{2} \cdot \frac{1,50}{100} \right) = 101,2 \text{ кВ};$$

$$U_{MAX}^{BH} = 115 \cdot \left( 1 + \frac{17-1}{2} \cdot \frac{1,50}{100} \right) = 128,8 \text{ кВ};$$

Расчетное значение  $U_{MAX}^{BH}$  выше предельно допустимого напряжения для класса 110 кВ, поэтому в соответствии с [] принимаем равным наибольшему рабочему,  $U_{MAX}^{BH} = 126 \text{ кВ}$ .

Сопротивление обмотки ВН трансформатора, соответствующее крайним положениям РПН, рассчитывается по следующим формулам:

$$X_{T.BH.MAX} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(U_{k BH-CH MAX} + U_{k BH-HH MAX} - U_{k CH-HH})}{100} \cdot \frac{U_{MAX}^{BH 2}}{S_{T.HOM}}; \quad (147)$$

$$X_{T.BH.MIN} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(U_{k BH-CH MIN} + U_{k BH-HH MIN} - U_{k CH-HH})}{100} \cdot \frac{U_{MIN}^{BH 2}}{S_{T.HOM}}; \quad (148)$$

$$X_{T.BH.MAX} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(11,05 + 18,85 - 6,5)}{100} \cdot \frac{126^2}{40} = 46,44 \text{ Ом}$$

$$X_{T.BH.MIN} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(9,95 + 18,22 - 6,5)}{100} \cdot \frac{101,2^2}{40} = 27,74 \text{ Ом};$$

Сопротивление обмотки СН трансформатора, соответствующее крайним положениям РПН, рассчитывается по следующим формулам:

$$X_{T.CH.MAX} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(U_{k BH-CH MAX} + U_{k CH-HH} - U_{k BH-HH MAX})}{100} \cdot \frac{U_{MAX}^{BH 2}}{S_{T.HOM}}; \quad (149)$$

$$X_{T.CH.MIN} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(U_{k BH-CH MIN} + U_{k CH-HH} - U_{k BH-HH MIN})}{100} \cdot \frac{U_{MIN}^{BH 2}}{S_{T.HOM}}; \quad (150)$$

$$X_{T.CH.MAX} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(11,05 + 6,5 - 18,85)}{100} \cdot \frac{126^2}{40} = -2,58 \text{ Ом};$$

$$X_{T.CH.MIN} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(9,95 + 6,5 - 18,22)}{100} \cdot \frac{101,2^2}{40} = -2,27 \text{ Ом};$$

Сопротивление обмотки СН трансформатора пренебречь  $X_{T.CH.MAX} = 0$ .

Сопротивление обмотки НН трансформатора, соответствующее крайним положениям РПН, рассчитывается по следующим формулам:

$$X_{T.HH.MAX} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(U_{k BH-HH MAX} + U_{k CH-HH} - U_{k BH-CH MAX})}{100} \cdot \frac{U_{MAX}^{BH 2}}{S_{T.HOM}}; \quad (151)$$

$$X_{T.HH.MIN} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(U_{k BH-HH MIN} + U_{k CH-HH} - U_{k BH-CH MIN})}{100} \cdot \frac{U_{MIN}^{BH 2}}{S_{T.HOM}}; \quad (152)$$

$$X_{T.HH.MAX} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(18,85 + 6,5 - 11,05)}{100} \cdot \frac{126^2}{40} = 28,38 \text{ Ом};$$

$$X_{T.HH.MIN} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(18,22 + 6,5 - 9,95)}{100} \cdot \frac{101,2^2}{40} = 18,91 \text{ Ом};$$

В некоторых блоках БМРЗ предусмотрена настройка ПТН аналоговых входов, определяющих диапазоны измерения вторичных токов. Для обеспечения правильного измерения максимально тока КЗ, проходящего через ТТ, значение

верхней границы диапазона измерений ПТН измерительного канала  $i_{MAX ПТН}^{BH}$  должно удовлетворять следующему условию. Значения ТКЗ на стороне ВН трансформатора берем из раздела 4.

Далее производим расчет ПТН для блоков БМРЗ по следующим формулам:

$$i_{MAX ПТН}^{BH} \geq K_{ПЕР} \cdot \frac{I_{K MAX}^{BH}}{K_{ТТ}^{BH}}; \quad (153)$$

Где  $K_{ПЕР}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока), принимаем равным двум;

$$i_{MAX ПТН}^{BH} \geq 2 \cdot \frac{6219}{120} = 103,65 A;$$

В соответствии с [Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД. Руководство по эксплуатации. ДИВГ.648228.070-20 РЭ.] выбрать ПТН с  $i_{MAX ПТН}^{BH} = 130 A$  и  $I_{НОМ ПТН}^{BH} = 1 A$ .

Для проверки выбранного ПТН нужно рассчитать номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора по формуле:

$$I_{Т.НОМ} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ}^{BH}}; \quad (154)$$

$$I_{Т.НОМ}^{BH} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,8 A;$$

Подставим полученные значения в формулу:

$$I_{НОМ ПТН}^{BH} \leq 3 \cdot \frac{I_{Т.НОМ}}{K_{ТТ}^{BH}}; \quad (155)$$

$$1,0 \leq 3 \cdot \frac{200,8}{120} = 5,02 A;$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

Аналогичный расчет производится и для стороны СН с подстанвкой соответствующих ТКЗ.

$$I_{K \text{ MAX ПРИВ}}^{CH} = \frac{U_{T.HOM}^{BH}}{\sqrt{3} \cdot (X_C^{MAX} + X_{T.BH.MIN})}; \quad (156)$$

$$I_{K \text{ MAX ПРИВ}}^{CH} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (15,38 + 27,74)} = 1539,78 A;$$

$$I_{K \text{ MAX}}^{CH} = I_{K \text{ MAX ПРИВ}}^{CH} \cdot \frac{U_{MIN}^{BH}}{U_{T.HOM}^{CH}}; \quad (157)$$

$$I_{K \text{ MAX}}^{CH} = 1539,78 \cdot \frac{101,2}{35,5} = 4389,48 A;$$

$$i_{MAX ПТН}^{CH1} \geq 2 \cdot \frac{7834}{240} = 65,01 A;$$

Принимаем ПТН с  $i_{MAX ПТН}^{CH} = 130 A$  и  $I_{НОМ ПТН}^{CH} = 1 A$ ;

$$I_{T.HOM}^{CH} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35,5} = 650,53 A;$$

$$1,0 \leq 3 \cdot \frac{650,53}{240} = 8,1 \text{ A};$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

Аналогичный расчет производится и для стороны НН с подстановкой соответствующих ТКЗ.

$$I_{K \text{ MAX ПРИБ}}^{HH} = \frac{U_{T.HOM}^{BH}}{\sqrt{3} \cdot \left( X_C^{MAX} + \frac{X_{T.BH.MIN}}{2} + X_{T.HH.MIN} \right)}; \quad (158)$$

$$I_{K \text{ MAX ПРИБ}}^{HH} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot \left( 15,38 + \frac{27,74}{2} + 18,91 \right)} = 1378,64 \text{ A};$$

$$I_{K \text{ MAX}}^{HH} = I_{K \text{ MAX ПРИБ}}^{HH} \cdot \frac{U_{MIN}^{BH}}{U_{T.HOM}^{HH}}; \quad (159)$$

$$I_{K \text{ MAX}}^{HH} = 1378,64 \cdot \frac{101,2}{27,5} = 5073,40 \text{ A};$$

$$i_{MAX ПТН}^{CH1} \geq 2 \cdot \frac{5073,4}{300} = 33,82 \text{ A};$$

Принимаем ПТН с  $i_{MAX ПТН}^{HH} = 65 \text{ A}$  и  $I_{НОМ ПТН}^{BH} = 0,5 \text{ A}$ ;

$$I_{T.HOM}^{HH} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 839,78;$$

$$0,5 \leq 3 \cdot \frac{839,78}{300} = 8,4;$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

### 8.2.1.1 Расчет уставки ДТО

Далее определяется относительный расчетный ток небаланса при максимальном тормозном токе внешнего КЗ.

$$I_{НБ ДТО} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{МАХ} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + U_{РЕГ2} \cdot k_{ТОК2} + \gamma) \cdot \frac{I_{К МАХ ПРИВ}^{CH}}{I_{Т.НОМ}^{BH}}; \quad (160)$$

Где  $k_{ПЕР}$  - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2,5;

$k_{ОДН}$  - коэффициент однотипности ТТ, принимаем равным 1;

$\varepsilon_{МАХ}$  - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току  $I_{К МАХ}$ , с целью упрощения расчета допустимо принять значение погрешности  $\varepsilon_{МАХ}$  равным 0,1 при условии, что реальная кратность тока КЗ не превосходит номинальную) и реальная нагрузка на вторичные цепи ТТ не превосходит номинальную;

$U_{РЕГ1}$  - относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора. Относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования,  $U_{РЕГ1} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}$ , но не менее 0,05.

$k_{ТОК1}$  - коэффициенты токораспределения, равные отношению тока, проходящего по стороне, где производится регулирование напряжения, в режиме рассматриваемого внешнего КЗ к току КЗ. Для упрощения расчетов допустимо

принимать предельные значения коэффициентов  $k_{ТОК1} = 1$ , учитывая, что это ведет к снижению коэффициента чувствительности защиты.

$\gamma$  - относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, принимаем равной 0,05;

$$I_{НБ\text{ РАСЧ}} = \left( 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{17-1}{2} \cdot \frac{1,50}{100} \cdot 1 + \frac{5-1}{2} \cdot \frac{2,50}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) \cdot \frac{1539,78}{200,8} = 3,60 \text{ о.е.};$$

Уставка срабатывания ДТО рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДТО} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ\text{ РАСЧ}};$$

Где  $K_{ОТС}$  - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным в диапазоне от 1,15 до 1,3;

$$I_{ДТО} = 1,2 \cdot 3,6 = 4,32 \text{ о.е.};$$

В качестве уставки срабатывания ДТО  $I_{ДТО}$  принимаем большее из значений, которое получили выше  $I_{ДТО} = 4,32 \text{ о.е.}$

### 8.2.1.2 Расчет ДЗТ

Выбираем уставки начального тока срабатывания ДЗТ.

Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете уставки  $I_{ДЗТ.НАЧ}$ , рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ} = 0,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + U_{РЕГ2} \cdot k_{ТОК2} + \gamma); \quad (161)$$

Где  $k_{ПЕР}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме), принимаем равным 1;

$\varepsilon_{0,5}$  - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем  $0,5 \cdot I_{T.HOM}$ . С целью упрощения расчетов допустимо принять значения погрешностей  $\varepsilon_{MIN}, \varepsilon_{0,5}, \varepsilon_{1,5}, \varepsilon_{РАБ.МАХ}$  равными 0,1 при условии, что значение  $\varepsilon_{МАХ}$  не превосходит 0,1.

Для группы "грубых" уставок относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования. Для группы "чувствительных" уставок принимают  $U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot \Delta U}{100}$ , но не менее 0,05;

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ} = 0,5 \cdot \left( 1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{17-1}{2} \cdot \frac{1,50}{100} \cdot 1 + \frac{5-1}{2} \cdot \frac{2,50}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,16;$$

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ДЗТ.НАЧ}; \quad (162)$$

Где  $K_{ОТС}$  - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным 1,5.

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 1,5 \cdot 0,16 = 0,24 \text{ о.е.};$$

Значение уставки  $I_{ДЗТ.НАЧ}$  не рекомендуется выбирать менее 0,3 о.е, так как согласно [Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989, - 240 с.] ДЗТ с уставкой  $I_{ДЗТ.НАЧ}$  от 0,3 до 0,5 о.е. обеспечивает требуемый коэффициент чувствительности к витковым



замыканиям в переплетённых обмотках и межкатушечным замыканиям в любых обмотках, поэтому принимаем:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 0,3 \text{ о.е.};$$

Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ  $K_{ТОРМ2}$ .

Для начала требуется определить ток срабатывание ДЗТ  $I_{ДЗТ2}$  при токе торможения  $1,5 \cdot I_{Т.НОМ}$ , рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДЗТ2} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ДЗТ.2}; \quad (163)$$

Где  $K_{ОТС}$  - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным в диапазоне от 1,15 до 1,3;

$$I_{НБ.ДЗТ.2} = 1,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + U_{РЕГ2} \cdot k_{ТОК2} + \gamma); \quad (164)$$

Где  $k_{ПЕР}$  - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2;

$$I_{НБ.ДЗТ.2} = 1,5 \cdot \left( 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{17-1}{2} \cdot \frac{1,50}{100} \cdot 1 + \frac{5-1}{2} \cdot \frac{2,50}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,63 \text{ о.е.};$$

$$I_{ДЗТ2} = 1,2 \cdot 0,63 = 0,756;$$

$$K_{ТОРМ2} = I_{ДЗТ2} - I_{ДЗТ.НАЧ}; \quad (165)$$

$$K_{ТОРМ2} = 0,756 - 0,3 = 0,456 \text{ о.е.};$$

Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ  $K_{ТОРМ3}$ .

Сначала требуется определить значение тока торможения  $I_{КТОРМ}$ , соответствующее максимальному току внешнего КЗ  $I_{КМАХПРИВ}^{HH}$ , рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{КТОРМ} = \left( 1 - \frac{K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{МАХ}}{2} \right) \cdot \frac{I_{КМАХПРИВ}^{CH}}{I_{Т.НОМ}^{BH}}; \quad (166)$$

Где  $k_{ПЕР}$  - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2,5;

$$I_{КТОРМ} = \left( 1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2} \right) \cdot \frac{1539,78}{200,8} = 6,71 \text{ о.е.};$$

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ2}}{I_{КТОРМ} - I_{ТОРМ2}}; \quad (167)$$

Где  $I_{ТОРМ2}$  ток торможения, соответствующий второму излому характеристики торможения, принимаем равным 1,5;

$$K_{ТОРМ3} = \frac{4,32 - 0,756}{6,71 - 1,5} = 0,684 \text{ о.е.};$$

### 8.2.1.3 Расчет группы чувствительных уставок

Далее рассчитываются группы «чувствительных уставок». Алгоритм расчета аналогичен предыдущему, разница заключается в коэффициенте  $U_{РЕГ1}$ ,  $U_{РЕГ2}$ , который рассчитывается по следующей формуле:

$$U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot \Delta U}{100}; \quad (168)$$

$$U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot 1,50}{100} = 0,045 \text{ о.е.};$$

В случае использования устройства ПБВ примем  $U_{РЕГ2} = 0,05 \text{ о.е.}$

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ}^Ч = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,045 \cdot 1 + 0,05 \cdot 1 + 0,05) = 0,123;$$

$$I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч = 1,5 \cdot 0,123 = 0,185 \text{ о.е.};$$

Принимаем  $I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч = 0,3 \text{ о.е.};$

$$I_{НБ.ДЗТ.2}^Ч = 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,045 \cdot 1 + 0,05 \cdot 1 + 0,05) = 0,518 \text{ о.е.};$$

$$I_{ДЗТ2}^Ч = 1,2 \cdot 0,518 = 0,622;$$

$$K_{ТОРМ2}^Ч = 0,622 - 0,3 = 0,322 \text{ о.е.};$$

При расчёте коэффициента торможения третьего участка группы "чувствительных" уставок вместо значения тока  $I_{ДТО}$  следует использовать значение тока  $I_{ДТО}^Ч$ , который определяется по аналогичной формуле, но значение  $U_{РЕГ1}$  подставляется из формулы (168):

$$I_{ДТО}^Ч = 1,2 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,045 \cdot 1 + 0,05 \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{1539,78}{200,8} = 3,635 \text{ о.е.};$$

$$K_{ТОРМЗ}^Ч = \frac{3,635 - 0,622}{6,71 - 1,5} = 0,58 \text{ о.е.};$$

### 8.2.1.4 Проверка чувствительности ДЗТ

Для проверки чувствительности ДЗТ рассчитать приведенное минимальное относительное значение периодической составляющей ТКЗ на стороне СН и НН:

$$I_{К\text{ MIN ПРИВ}}^{СН} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{Т.НОМ}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot \left( X_C^{MIN} + \frac{X_{Т.ВН.МАХ}}{2} \right)}; \quad (169)$$

$$I_{К\text{ MIN ПРИВ}}^{СН} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot \left( 19,31 + \frac{46,44}{2} \right)} = 437,26 \text{ А};$$

$$I_{К\text{ MIN ПРИВ}}^{НН} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{Т.НОМ}^{ВН}}{\sqrt{3} \cdot \left( X_C^{MIN} + X_{Т.ВН.МАХ} + X_{Т.НН.МАХ} \right)}; \quad (170)$$

$$I_{К\text{ MIN ПРИВ}}^{НН} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (19,31 + 46,44 + 28,38)} = 610,86 \text{ А};$$

коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К MIN ПРИВ}}^{\text{CH}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{MIN}})}{I_{\text{Т.НОМ}}^{\text{BH}} - I_{\text{ДЗТ.НАЧ}}}; \quad (171)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{437,26 \cdot (1 - 0,1)}{200,8 \cdot 0,3} = 6,53 \geq 2;$$

Чувствительность защиты достаточна.

### 8.2.1.5 Выбор уставки сигнализации тока небаланса

Рассчитывается относительный расчетный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ}} = k_{\text{ОТС}} \cdot (k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon_{\text{РАБ.МАХ}} + U_{\text{РЕГ1}} \cdot k_{\text{ТОК1}} + \gamma); \quad (172)$$

Где  $k_{\text{ОТС}}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчёта и необходимый запас, принимаем равным 1,1.

$$I_{\text{НБ}} = 1,1 \cdot \left( 1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{17-1}{2} \cdot \frac{1,50}{100} \cdot 1 + \frac{5-1}{2} \cdot \frac{2,50}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,352;$$

### 8.2.1.6 Выбор уставок ДЗТ при возникновении БНТ

В соответствии с руководством по эксплуатации блока БМРЗ [Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД. Руководство по эксплуатации. ДИВГ.648228.070-20 РЭ.] уставка сигнализации небаланса  $I_{\text{НБ}}$  должна быть задана коэффициентом  $K_{\text{НБ}}$ , который рассчитывается по следующему выражению:

$$K_{\text{НБ}} = \frac{I_{\text{НБ}}}{I_{\text{ДЗТ.НАЧ}}}; \quad (173)$$

$$K_{НБ} = \frac{0,352}{0,3} = 1,173 \text{ о.е.};$$

Уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования  $T_{ПБ}$  в соответствии с [ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ 35 - 220 кВ. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА Расчёт уставок Методические указания] принять равной 2с.

Уставку ИПБ  $K_{ИПБ}$  в соответствии с [ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ 35 - 220 кВ. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА Расчёт уставок Методические указания] принять равным 0,15 о.е.

Общая информация по уставкам ДЗТ трансформатора представлена в таблице хх. Характеристики рассчитанной защиты приведены на рисунке хх.

Таблица 58 – Уставки ДЗТ трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Номинальный ток ПТН для стороны ВН; $I_{НОМ ПТН}^{ВН}$ , А	1
Номинальный ток ПТН для стороны ВН; $I_{НОМ ПТН}^{СН}$ , А	1
Номинальный ток ПТН для стороны НН; $I_{НОМ ПТН}^{НН}$ , А	0,5
Ток срабатывания ДТО; $I_{ДТО}$ , о.е.	4,32
Коэффициент сигнализации небаланса; $K_{НБ}$ , о.е.	1,173
Начальный ток срабатывания ДЗТ; $I_{ДЗТ.НАЧ}$ , о.е.	0,3
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ; $K_{ТОРМ2}$	0,456
Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ; $K_{ТОРМ3}$	0,684
1	2
ИПБ; $K_{ИПБ}$ , о.е.	0,15
Время ограничения длительности перекрёстного режима блокирования; $T_{ПБ}$ , с	2
Начальный ток срабатывания "чувствительного" органа ДЗТ; $I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч$ , о.е.	0,3
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ; $K_{ТОРМ2}^Ч$	0,322

Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ; $K_{ТОРМЗ}^Ч$	0,580
---	-------

### 8.2.2 Расчет резервных защит

Данные защиты реализованы на базе микропроцессорного блока БМРЗ-ТР-51.

### 8.2.3 Расчет уставок МТЗ

Ток срабатывания МТЗ по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей рассчитать по формуле:

$$I_{СЗ}^{II} = \frac{k_{ОТС} \cdot k_{СЗП}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАХ}; \quad (174)$$

$k_{СЗП}$  - коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей, принимаем равным 5;

$k_B$  - коэффициент возврата, принимаем равным 0,95;

$k_{ОТС}$  - коэффициент отстройки, принимаем значение в диапазоне от 1,1 до 1,2;

$I_{РАБ.МАХ}$  - максимальный рабочий ток на стороне ВН трансформатора;

$$I_{СЗ}^{II} = \frac{1,15 \cdot 5}{0,95} \cdot 346,94 = 2099,9 \text{ А};$$

Значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ за трансформатором определить согласно

$$I_P = \frac{I_{К МАХ ПРИВ}^{HH}}{K_{ТТ}^{ВН}}; \quad (175)$$

$$I_P = \frac{1378,64}{120} = 11,49 \text{ A};$$

Осуществляется проверка по чувствительности МТЗ при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_P \cdot K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}}}{I_{\text{СЗ}}}; \quad (176)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{11,49 \cdot 120}{2099,9} = 0,66 < 1,5;$$

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям ПУЭ к коэффициенту чувствительности основной защиты шин, поэтому необходимо применение максимальной токовой защиты с пуском по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению рассчитать из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле:

$$I_{\text{СЗ}}^{\text{II}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.НОМ}}; \quad (177)$$

$$I_{\text{СЗ}}^{\text{II}} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 200,8 = 243,1;$$

Несрабатывание защиты при самозапуске двигателей обеспечивается за счет отстройки по напряжению.

Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия возврата реле после отключения внешнего КЗ по формуле:



$$U_{C3} = \frac{U_{MIN}}{k_{OTC} \cdot k_B}; \quad (178)$$

Где  $U_{MIN}$  - междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В ориентировочных расчетах может быть принято равным 0,85;

$$U_{C3} = \frac{0,85 \cdot 27,5}{1,15 \cdot 1,05} = 19,36 \text{ кВ};$$

Уставку срабатывания по напряжению рассчитать из условия отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей по формуле:

$$U_{C3} \leq \frac{U_{C3П}}{k_{OTC}}; \quad (179)$$

Где  $U_{C3П}$  - междуфазное напряжение в месте установки ПОН в условиях самозапуска заторможенных двигателей при включении их от АПВ или АВР, В. В ориентировочных расчетах может быть принято равным примерно  $0,7 \cdot U_{НОМ}$  ;

$$U_{C3} \leq \frac{0,7 \cdot 27,5}{1,15} = 16,74 \text{ кВ};$$

В качестве уставки принимается меньшее из двух полученных значений, принимаем 16,74 кВ;

Уставку срабатывания по напряжению обратной последовательности рассчитать из условия отстройки от напряжения небаланса по формуле:

$$U_{2C3} = K_{HB} \cdot U_{НОМ}; \quad (180)$$

Где  $K_{HB}$  - коэффициент небаланса, принимаем равным 0,06;

$$U_{2C3} = 0,06 \cdot 27,5 = 1,65 \text{ кВ};$$

Коэффициент чувствительности МТЗ определить при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_P \cdot K_{TT}^{BH}}{I_{C3}}; \quad (181)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{11,49 \cdot 120}{243,1} = 5,67 \geq 1,5;$$

Уставки токовых защит во вторичных значениях для ввода в терминал БМРЗ рассчитываются по следующей формуле:

$$I_{C3}'' = \frac{243,9}{120} \cdot \sqrt{3} = 3,52 \text{ А};$$

$$U_{C3} = \frac{16,74}{100} = 167,4 \text{ В};$$

Выдержку времени защиты выбирают по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов, т.е. на ступень селективности больше, чем выдержка времени последней, наиболее чувствительной ступени.

Для терминалов БМРЗ ступень селективности может быть принята равной 0,3 с.

$$t_{II} = t_{ПРЕД} + \Delta t; \quad (182)$$

$$t_{II} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с};$$

#### 8.2.4 Расчет уставок защиты от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки определить из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле.

На стороне ВН:

$$I_{C3}^{III} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАХ}; \quad (183)$$

Где  $k_{ОТС}$ -коэффициент отстройки, принимаем равным 1,05;

$k_B$ -коэффициент возврата, принимаем равным 0,95;

$$I_{C3}^{III} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 346,94 = 383,46 \text{ А};$$

$$I_{C3}^{II} = \frac{383,46}{120} \cdot \sqrt{3} = 5,53 \text{ А};$$

На стороне СН

$$I_{C3}^{III} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 1090,37 = 1205,16 \text{ А};$$

$$I_{C3}^{II} = \frac{1205,16}{240} \cdot \sqrt{3} = 8,70 \text{ А};$$

На стороне НН

$$I_{C3}^{III} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 2424 = 1533,82 \text{ A};$$

$$I_{C3}^{II} = \frac{1533,82}{300} = 5,11 \text{ A};$$

Так как подстанция с постоянным оперативным персоналом, то защиту от перегрузки следует сделать с действием на сигнал, принимаем следующую выдержку времени:

$$t_{III} = 10 \text{ с};$$

### **8.3 Автоматика**

В рамках данной ВКР рассматриваются следующие типы системной автоматики, такие как АПВ, АВР и АРКТ.

Устройства АПВ предусматриваются для быстрого восстановления питания потребителей путем включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Установка АПВ предусматривается на следующих элементах реконструируемой сети:

- на СТ устанавливаемых на ПС Смоляниново/тяги – трехфазное АПВ с запретом срабатывания при отключении или СТ газовой защитой или дифференциальной защитой;

- на шинах 110 кВ ПС Смоляниново/тяги;

- на ВЛ Тобол-Иртыш - трехфазное АПВ однократного действия;

Устройства АВР предусматриваются для быстрого резервирования электроснабжения потребителей, источник питания которых по какой-либо причине отключился.

Также устройство АВР предусматривается для установки на секционный выключатель ОРУ 110 кВ ПС Смоляниново/тяги.

Устройство АРКТ позволяет в автоматическом режиме поддерживать заданное напряжение на шинах ПС. Устройство АРКТ целесообразно установить на РПН трансформаторов Смоляниново/тяга.

## 9 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Задачей данного раздела является анализ нового нормального и после аварийного режима, который получился после реконструкции участка сети.

Исходными данными для анализа режимов являются полученные прогнозируемые нагрузки.

Будут производиться: расчёт и анализ нормального максимального режима с новыми прогнозируемыми нагрузками, замененными ВЛ на новые марки и реконструированной ПС Смоляниново/тяга, также 1й послеаварийный режим после отключения ВЛ АТЭЦ-Смоляниново/тяга, 2й послеаварийный режим при отключении ВЛ АТЭЦ-Береговая 2.

### 9.1 Расчет нормального режима и его анализ

Расчеты режимов при реконструкции будем производить с помощью ПК RastrWin 3 аналогично расчетам, выполненным в пункте 1.2. Все параметры узлов и ветвей за исключением реконструируемых участков также аналогичны приведенным в пункте 1.2.

Воспользуемся рассчитанным режимом сети, приведенным выше. В данном режиме проведены изменения: у ПС Смолянинова/тяга поменялись силовые трансформаторы, были заменены участки ВЛ: АТЭЦ-Смоляниново/тяга, Смоляниново/тяга-Садовая, Садовая-Береговая-1, Береговая-1-Береговая-2 на новые марки проводов, нагрузки на подстанциях были заменены на прогнозируемые. Параметры ветвей и узлов приведены в нижеуказанных таблицах.

Таблица 59 – Параметры узлов (осенне-зимний период)

Тип	Номер	Название	U <sub>но</sub> м, кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВар	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , МВар	U <sub>фактическое</sub> , кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	1	АТЭС-220	220	27,6	11,0	0	0	217,37
Ген	2	Г-8	10	8,0	8,9	103,0	161,6	10

Продолжение таблицы 59

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	3		220	0	0	0	0	212,22
Нагр	4		220	0	0	0	0	212,22
Нагр	5	АТЭЦ 110	110	206,0	72,0	0	0	111,61
Ген	6	Г-7	10	10,3	9,7	89,0	-19,9	10
Ген	7	Г-6	10	9,5	7,9	94,0	35,1	10
Ген	8	Г-5	10	10,0	8,1	91,0	35,1	10
Нагр	9	Смоляниново г-110	110	0	0	0	0	108,55
Нагр	10		110	0	0	0	0	107,30
Нагр	11		35	11,3	10,9	0	0	35,91
Нагр	12		27,5	0	0	0	0	26,81
Нагр	13		110	0	0	0	0	107,30
Нагр	14		35	11,3	10,9	0	0	35,91
Нагр	15		27,5	0	0	0	0	26,81
Нагр	16	Садовая-110	110	0	0	0	0	106,14
Нагр	17		110	0	0	0	0	106,14
Нагр	18		6	0	0	0	0	5,84
Нагр	19		6	0	0	0	0	5,84
Нагр	20		110	0	0	0	0	106,14
Нагр	21		6	0	0	0	0	5,84
Нагр	22		6	0	0	0	0	5,84
Нагр	23	Береговая-1 110	110	0	0	0	0	106,01
Нагр	24		110	0	0	0	0	105,23
Нагр	25		-	-	-	-	-	-
Нагр	26		6	5,7	1,1	0	0	5,97
Нагр	27		110	0	0	0	0	105,23
База	28		-	-	-	-	-	-
Нагр	29		6	5,7	1,1	0	0	5,97

Продолжение таблицы 59

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	30	Береговая-2 110	110	48,9	36,0	0	0	105,97
Нагр	31		220	0	0	0	0	201,57
Нагр	32		6	17,8	10,1	0	0	5,59
Нагр	33	Береговая2 220	220	0	0	0	0	212,26
Нагр	34		220	0	0	0	0	201,57
Нагр	35	Звезда	220	4,5	1,0	0	0	212,26
Нагр	36	Перевал	220	1,4	0,8	0	0	212,29
Нагр	37	Широкая	220	110,8	65,4	0	0	212,24
Нагр	38	Лозовая	220	200,7	47	0	0	218,18
Нагр	39	ПаГРЭС-220	220	141,0	56,4	0	0	215,52
Нагр	40		220	0	0	0	0	215,45
Нагр	41		220	0	0	0	0	215,45
Нагр	42	ПаГРЭС-110	110	0	0	0	0	113,3
Ген	43	Г-1	10	6,7	7	100	16,4	10
Ген	44	Г-3	10	5,3	3,9	92	13,1	10
Нагр	45	АвтоНН1	-	-	-	-	-	-
Нагр	46	АвтоНН2	-	-	-	-	-	-
Ген	47		110	0	0	0	14,4	110
Нагр	48		500	0	0	0	0	475,09
База	49		500	0	0	117,2	160,7	500
Нагр	50		10	-	-	-	-	-

Таблица 60 – Параметры ветвей (осенне-зимний период)

N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Кт, о.е.
2	3	4	5	6	7	8
1	2	АТЭЦ-220-Г8	1,40	51,50	10,7	0,040
1	3	АТЭЦ-220 ВН -Ноль АТ1	0,30	30,40	18,9	1,000



Продолжение таблицы 60

1	2	3	4	5	6	7
3	5	Ноль АТ1-СН	0,30	-	-	0,526
3	6	Ноль АТ1-Г7	0,60	54,20	-	0,048
1	4	АТЭЦ-220 ВН -Ноль АТ2	0,30	30,40	18,9	1,000
4	5	Ноль АТ2-СН	0,30	-	-	0,526
4	6	Ноль АТ2-Г7	0,60	54,20	-	0,048
5	7	АТЭЦ-110-Г6	0,37	12,30	46,9	0,087
5	8	АТЭЦ-220-Г5	0,37	12,30	46,9	0,087
5	9	АТЭЦ-110-ПС Смоляниново тяга-110	2,76	9,32	-64,6	-
9	10	Смоляниново тяга-110 ВН -Ноль Т1	1,5	57,00	24	1,000
10	11	Ноль Т1-СН	1,5	-	-	0,310
10	12	Ноль Т1-НН	1,5	33,00	-	0,310
9	13	Смоляниново тяга-110 ВН -Ноль Т2	1,5	57,00	24	1,000
13	14	Ноль Т2-СН	1,5	-	-	0,310
13	15	Ноль Т2-НН	1,5	33,00	-	0,310
9	16	ПС Смоляниново тяга-110 -ПС Садовая- 110	3,81	12,86	-89,2	-
16	17	ПС Садовая 110 ВН-Ноль Т1	0,70	4,38	19,7	1,000
17	18	Ноль Т1-НН	1,40	60,73	-	0,055
17	19	Ноль Т1-НН	1,40	60,73	-	0,055
16	20	ПС Садовая 110 ВН-Ноль Т2	0,70	4,38	19,7	1,000
20	21	Ноль Т2-НН	1,40	60,73	-	0,055
20	22	Ноль Т2-НН	1,40	60,73	-	0,055
16	23	ПС Садовая-110 -ПС Береговая 1 -110	0,21	0,70	-4,9	-

## Продолжение таблицы 60

1	2	3	4	5	6	7
23	24	ПС Береговая 1 ВН-Ноль Т1	1,50	56,90	13,2	1,000
24	25	Ноль Т1-СН	1,50	-	-	0,335
24	26	Ноль Т1-НН	1,50	35,70	-	0,057
23	27	ПС Береговая 1 ВН-Ноль Т2	1,50	56,90	13,2	1,000
27	28	Ноль Т2-СН	1,50	-	-	0,335
27	29	Ноль Т2-НН	1,50	35,70	-	0,057
23	30	ПС Береговая 1 - 110- ПС Береговая 2 -110	0,11	0,38	-2,6	-
33	31	ПС Береговая 2- 220 ВН-Ноль АТ1	1,40	104,00	6,0	1,000
31	30	Ноль АТ1-СН	1,40			0,526
31	32	Ноль АТ1-НН	2,80	195,60		0,029
33	34	ПС Береговая 2- 220 ВН-Ноль АТ2	1,40	104,00	6,0	1,000
34	30	Ноль АТ2-СН	1,40			0,526
34	32	Ноль АТ2-НН	2,80	195,60		0,029
49	48		0,48	60,84	7,9	1,000
48	38		0,48	6,19		0,462
48	50		2,40	296,00		0,037
33	35	ПС Береговая-2 - 220- ПС Звезда 220	0,06	0,25	-1,6	-
35	36	ПС Звезда 220- ПС Перевал 220	3,35	14,66	-90,2	-
36	37	ПС Перевал 220- ПС Широкая 220	3,94	17,26	-106,2	-
37	38	ПС Широкая 220 - ПС Лозовая 220	3,17	13,86	-85,3	-
38	39	ПС Лозовая 220- ПаГРЭС 220	2,16	9,44	-58,0	-

Продолжение таблицы 60

1	2	3	4	5	6	7
39	40	ПаГРЭС 220 ВН-Ноль АТ1	0,55	59,20	11,8	1,000
40	42	Ноль АТ1-СН	0,48	-	-	0,526
39	41	ПаГРЭС 220 ВН-Ноль АТ2	0,55	59,20	11,8	1,000
41	42	Ноль АТ2-СН	0,48	-	-	0,526
42	43	ПаГРЭС 110- Г1	0,37	12,30	46,9	0,087
42	44	ПаГРЭС 110- Г3	0,71	19,20	32,8	0,087
40	45	АТ1 НН	3,20	131,00	-	0,029
41	46	АТ2 НН	3,20	131,00	-	0,029
19	22	-	-	-	-	-
18	21	-	-	-	-	-
1	33	АТЭЦ-220 – ПС Береговая 2 - 220	4,44	19,43	-119,6	-

В таблицах 22, 23 приведены рассчитанные параметры максимального режима. В данном режиме нагрузки являются максимальными, все необходимое оборудование находится в работе.

Таблица 61– Токовая загрузка ЛЭП (осенне-зимний период)

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно- допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$ , %
1	2	3	4	5
АТЭЦ-110-ПС Смоляниново/тяга-110	304	300	780	38,97
ПС Смоляниново/тяга-110 -ПС Садовая- 110	185	175	780	23,71
ПС Садовая-110 -ПС Береговая 1 -110	166	166	780	22,3
ПС Береговая 1 -110- ПС Береговая 2 -110	111	111	780	15,5

## Продолжение таблицы 61

1	2	3	4	5
ПС Береговая-2 -220- ПС Звезда 220	34	34	877	3,1
ПС Звезда 220- ПС Перевал 220	46	70	877	7,9
ПС Перевал 220- ПС Широкая 220	73	103	877	11,7
ПС Широкая 220 - ПС Лозовая 220	389	404	877	48,6
ПС Лозовая 220- ПаГРЭС 220	200	213	877	26,6
АТЭЦ-220 – ПС Береговая 2 - 220	177	167	877	21,4

Таблица 62 – Расчетные значения напряжений узлов нормального режима  
(осенне-зимний период)

Название	№ уз ла	Номинальное напряжение, кВ	Расчётное напряжение, кВ	Отклонение полученного напряжения от нормального, %
1	2	3	4	5
АТЭЦ-220	1	220	217,37	-1,70
АТЭЦ-110	5	110	111,61	1,47
Смоляниново/т НН(27,5)	12	27,5	27,58	0,12
Смоляниново/т НН(27,5)	15	27,5	27,58	0,12
Береговая 2 ВН	33	220	212,26	-3,52
Лозовая	38	220	218,18	-5,26
ПаГРЭС-220	39	220	215,52	-2,04
ПаГРЭС-110	42	110	113,43	3,12

В данном режиме токовые нагрузки ЛЭП не превышают длительно допустимых, напряжения в узлах также не выходят за допустимые пределы. Напряжения во всех узлах не превышают наибольших рабочих [ГОСТ Р 57382-2017], необходимых для нормальной работы электрооборудования.

Графическая схема максимального режима представлена на листе №3 графической части ВКР.

## 9.2 Расчет послеаварийного режима и его анализ

Послеаварийный режим рассчитывается методом отключения линии с самым большим током, протекающим по ней. Затем производится проверка параметров режима.

В данном случае необходимо произвести расчет послеаварийного режима отключения ВЛ 110 кВ АТЭЦ 110 – Смоляниново/тяги.

Таблица 63 – Токовые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ АТЭЦ-Смоляниново/тяги (осенне-зимний период)

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$ , %
1	2	3	4	5
АТЭЦ-110-ПС Смоляниново/тяги-110	-	-	780	-
ПС Смоляниново/тяги-110 -ПС Садовая- 110	146	150	780	19,2
ПС Садовая-110 -ПС Береговая 1 -110	151	151	780	19,4
ПС Береговая 1 -110- ПС Береговая 2 -110	215	215	780	27,6
ПС Береговая-2 -220- ПС Звезда 220	56	57	877	6,4
ПС Звезда 220- ПС Перевал 220	59	81	877	9,2
ПС Перевал 220- ПС Широкая 220	82	111	877	3,9
ПС Широкая 220 - ПС Лозовая 220	394	412	877	46,9
ПС Лозовая 220- ПаГРЭС 220	207	220	877	26,3
АТЭЦ-220 – ПС Береговая 2 - 220	372	360	877	42,4

Таблица 64 – Расчетные значения напряжений узлов нормального режима (осенне-зимний период)

Название	№ узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчётное напряжение, кВ	Отклонение полученного напряжения от нормального, %
1	2	3	4	5
АТЭЦ-220	1	220	218,79	0,55
АТЭЦ-110	5	110	112,33	2,12
Смоляниново/т НН(27,5)	12	27,5	27,70	0,72
Смоляниново/т НН(27,5)	15	27,5	27,70	0,72
Береговая 2 ВН	33	220	213,34	3,03
Лозовая	38	220	220,80	0,36
ПаГРЭС-220	39	220	217,79	1,01
ПаГРЭС-110	42	110	114,01	3,65

В данном режиме токовые нагрузки ЛЭП не превышают длительно допустимых, напряжения в узлах также не выходят за допустимые пределы. Напряжения во всех узлах не превышают наибольших рабочих [ГОСТ Р 57382-2017], необходимых для нормальной работы электрооборудования.

Отключим ВЛ 220 кВ АТЭЦ 220 - Береговая 220-2.

Таблица 65 – Токвые нагрузки ЛЭП в режиме отключения ВЛ 110 кВ А (осенне-зимний период)

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$ , %
1	2	3	4	5
АТЭЦ-110-ПС Смоляниново/тяга-110	567	563	780	72,7
ПС Смоляниново/тяга-110 -ПС Садовая- 110	443	439	780	56,8
ПС Садовая-110 -ПС Береговая 1 -110	438	438	780	56,2
ПС Береговая 1 -110- ПС Береговая 2 -110	373	373	780	47,8
ПС Береговая-2 -220- ПС Звезда 220	61	61	877	6,9
ПС Звезда 220- ПС Перевал 220	67	69	877	7,9

1	2	3	4	5
ПС Перевал 220- ПС Широкая 220	74	87	877	9,9
ПС Широкая 220 - ПС Лозовая 220	442	454	877	51,8
ПС Лозовая 220- ПаГРЭС 220	190	204	877	23,3
АТЭЦ-220 – ПС Береговая 2 - 220	-	-	877	-

Таблица 66 – Расчетные значения напряжений узлов нормального режима  
(осенне-зимний период)

Название	№ узла	Номинальное напряжение, кВ	Расчётное напряжение, кВ	Отклонение полученного напряжения от норминального, %
1	2	3	4	5
АТЭЦ-220	1	220	233,92	6,33
АТЭЦ-110	5	110	118,86	8,05
Смоляниново/т НН(27,5)	12	27,5	27,48	0,07
Смоляниново/т НН(27,5)	15	27,5	27,48	0,07
Береговая 2 ВН	33	220	205,69	-6,51
Лозовая	38	220	216,77	-1,47
ПаГРЭС-220	39	220	214,29	-4,56

Видно, что при аварийном отключении линии АТЭЦ 220 – Береговая 2 - 220, напряжения во всех узлах не превышают наибольших рабочих [ГОСТ Р 57382-2017], необходимых для нормальной работы электрооборудования.

Вывод: анализируя нормальный и 1-й послеаварийный режим в осенне-зимний период при отключении ВЛ АТЭЦ 110 – Смоляниново/тяга, 2-й послеаварийный режим в осенне-зимний период при отключении ВЛ АТЭЦ 220 – Береговая 2-220 видно, что линии не нагружены и напряжения не превышают наибольших рабочих [ГОСТ Р 57382-2017], следовательно, данный вариант реконструкции, а именно реконструкция ПС Смоляниново/тяга, замена старых проводов на участках ВЛ АТЭЦ-Смоляниново/тяга-Садовая-Береговая 1-Береговая 2 является реализуемым и наиболее предпочтительным.

## 10 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В данном разделе ВКР требуется рассчитать основные показатели инвестиционной привлекательности выбранного варианта реконструкции, такие как чистый дисконтированный доход, который показывает какую прибыль принесет проект к концу расчетного периода с учетом временной стоимости денег. Также необходимо определить дисконтированный срок окупаемости, который показывает через какой период ЧДД станет положительным и проект начнет приносить прибыль.

Чистый дисконтированный доход определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{\text{расч}}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{\text{н.д}})^t}; \quad (184)$$

где  $\mathcal{E}_t$  - чистый поток платежей, выражается следующей формулой;

$$\mathcal{E}_t = D_t - K_t - I_t - K_{\text{д}}; \quad (185)$$

где  $K_t$  – величина капитальных вложений в год, тыс.руб;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки в год, тыс. руб;

$D_t$  - суммарный доход от реализации проекта в год, тыс. руб;

$K_{\text{д}}$  - затраты на демонтаж оборудования.

$E_{\text{н.д}}$  - норма дисконта, принимаем равной 10 %;

$T_{\text{расч}}$  - расчетный период, принимаем равным 10 годам;

Доход определяется как разница между покупкой электроэнергии из внешней энергосистемы и покупкой электроэнергии по себестоимости у АТЭЦ, вычисляется по следующей формуле:



$$D_t = (C_{0(\text{СЕТЬ})} - C_{0(\text{ТЭЦ})}) \cdot W_{\text{ГОД}}; \quad (186)$$

где  $C_{0(\text{СЕТЬ})}$  - стоимость покупки одного  $\text{кВт} \cdot \text{ч}$  из сети, для Приморского края  $2,78 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$ ;

$C_{0(\text{ТЭЦ})}$  - себестоимость одного  $\text{кВт} \cdot \text{ч}$  из сети, принимаем равной средней себестоимости электроэнергии для ТЭЦ равную  $0,69 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$ .

Годовое потребление на ПГВ2 определяется следующим образом:

$$W_{\text{ГОД}} = P_{\text{МАХ}} \cdot T_{\text{МАХ}}; \quad (187)$$

Где  $P_{\text{МАХ}}$  - максимальная установленная мощность электроприемников подключенных к ПНВ2, МВт. Определяется согласно таблице 7;

$T_{\text{МАХ}}$  - число часов использования максимума нагрузки, ч. Из пункта 4.3.6;

$$W_{\text{ГОД}} = 10,36 \cdot 8760 = 90,754 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч}$$

$$D_t = (2,78 - 0,69) \cdot 90,754 = 365647,6 \text{ тыс.руб};$$

Капитальные затраты на оборудование, затраты на демонтаж и эксплуатационные издержки по выбранному варианту принимаем в соответствии с расчетами из пункта ().

DPP определяется следующим образом:

$$DPP = \sum_{t=0}^{T_{\text{расч}}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{\text{Н.Д}})^t} \geq K_t + K_{\text{Д}}; \quad (188)$$

Расчет производился в MS Excel, результат представлен в приложении Е. На рисунке xx представлен график ЧДД.

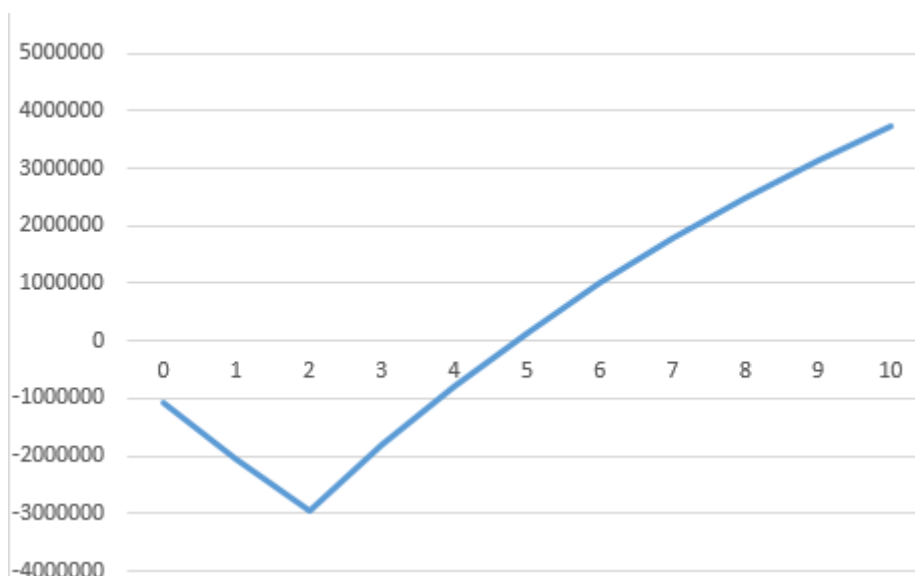


Рисунок 15 - График ЧДД по выбранному проекту

Как видно из графика DPP равно 5 годам. Следовательно, все затраты, потраченные на реконструкцию ПС Смоляниново/тяга, замену ВЛ АТЭС-Смоляниново/тяга-Садовая-Береговая1-Береговая2 окупаются через 5 лет и его ЧДД к концу расчетного периода положителен, а это значит, что данные мероприятия по реконструкции могут быть рекомендованы к реализации.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается вариант – Реконструкция электрической сети 110 кВ Приморского края на участке ПС Садовая — ПС Смоляниново-тяга электрических сетей АО «ДРСК» с целью их приведения в нормативное техническое состояние.

В данном разделе рассмотрены основные правила техники безопасности при строительных работах и эксплуатации подстанций и кабельных линий.

Особое внимание необходимо обратить на воздействие, вызванное повышением трансформаторной мощности на ПС Смоляниново/тяга. Также подлежат рассмотрению возможные чрезвычайные ситуации на электроэнергетических объектах, их классификация и оценка.

### **11.1 Безопасность**

Безопасностью называют такое состояние деятельности, при котором с определенной вероятностью исключаются потенциальные опасности, влияющие на здоровье человека. Под этим термином подразумевается комплексная система мер по защите среды обитания и человека от опасностей сформированных какой-либо деятельностью.

Производственный фактор называют опасным, если его воздействие на работающего человека при определенных условиях может привести к травме, либо к резкому ухудшению состояния здоровья.

#### **11.1.1 Охрана труда при оперативном обслуживании и осмотрах электроустановок**

- оперативное обслуживание и осмотр электроустановок выполняется работниками субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии), уполномоченными субъектом электроэнергетики на осуществление в установленном порядке действий по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств с правом непосредственного воздействия на органы управления оборудования и устройств релейной защиты и автоматики при осуществлении оперативно-технологического управления, в том числе с использованием средств дистанционного управления;

- в электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности (далее - группа) IV, остальные работники в смене - группу III.

В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу III.

Вид оперативного обслуживания электроустановок, а также число работников из числа оперативного персонала в смене устанавливается руководством организации или обособленного подразделения;

- при оперативном обслуживании, осмотрах электроустановок, а также выполнении работ в электроустановках не допускается приближение людей, гидравлических подъемников, телескопических вышек, экскаваторов, тракторов, автопогрузчиков, бурильно-крановых машин, выдвижных лестниц с механическим приводом и технических устройств циклического действия для подъема и перемещения груза к находящимся под напряжением не огражденным токоведущим частям на расстояния установленные Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок;

- единоличный осмотр электроустановки, а также электротехнической части технологического оборудования имеет право выполнять работник из числа оперативного персонала, имеющий группу не ниже III, эксплуатирующий данную электроустановку и находящийся на дежурстве.

#### **11.1.2 Требования безопасности при производстве работ на кабельных линиях:**

- земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начинаться только после получения письменного разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих коммуникаций (соответственно). При производстве земляных работ вблизи этих

сооружений и в охранной зоне коммуникаций необходимо выполнять условия работ, предписанные указанными предприятиями - владельцами коммуникаций;

- место работ по рытью котлованов, траншей или ям должно быть ограждено с учетом требований действующих норм и правил в строительстве. На ограждении должны размещаться предупреждающие знаки и надписи, а в ночное время - сигнальное освещение;

- при обнаружении во время производства земляных работ неотмеченных на планах и схемах кабелей, трубопроводов, подземных сооружений необходимо приостановить работы до выяснения характера обнаруженных сооружений или предметов и получения соответствующего разрешения и поставить в известность ответственного руководителя работ;

- перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты;

- в грунтах естественной влажности при отсутствии грунтовых вод и расположенных поблизости подземных сооружений рытье котлованов и траншей с вертикальными стенками без крепления разрешается на глубину не более: 1 м - в насыпных, песчаных и крупнообломочных грунтах; 1,25 м - в супесях; 1,5 м - в суглинках и глинах. В плотных связанных грунтах траншеи с вертикальными стенками рыть роторными и траншейными экскаваторами без установки креплений допускается на глубину не более 3 м. В этих случаях спуск рабочих в траншеи не разрешается. В местах траншеи, где необходимо пребывание рабочих, должны быть устроены крепления или выполнены откосы. Разработка мерзлого грунта (кроме сыпучего) допускается без креплений на глубину промерзания;

- работы в подземных кабельных сооружениях, а также их осмотр со спуском в них должны выполняться по наряду не менее чем тремя работниками,

двое из которых - страхующие. Между работниками, выполняющими работу, и страхующими должна быть установлена визуальная и/или голосовая связь. Производитель работ должен иметь группу IV;

- перед допуском к работам и проведением осмотра в туннелях устройства защиты от пожара в них должны быть переведены с автоматического действия на дистанционное управление и на ключе управления должен быть вывешен плакат "Не включать! Работают люди".

### **11.1.3 ТБ при обслуживании масляных трансформаторов:**

- перед приближением к работающему силовому электроустройству следует убедиться в его исправности: отсутствие видимых повреждений, посторонних шумов, течи масла, разрядов на изоляторах и пр.;

- работающая или находящаяся на этапе испытаний установка должна иметь обязательное заземление масляных баков;

- осмотр трансформатора допускается осуществлять строго со специальных площадок, обустроенных на лестницах; ходить по крышке бака или класть на неё инструмент категорически запрещено;

- следует с осторожностью выполнять работы вблизи предохранительных клапанов или выхлопных труб, обеспечивающих выброса масла;

- для замыкания вторичных обмоток допускается использовать только специально предусмотренные для этих целей перемычки;

- отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора;

- работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по специально разработанному для местных условий проекту производства работ;

- перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с содержанием кислорода в воздухе внутри бака не менее 20 %;

- работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от ляточного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом.

## **11.2 Экологичность**

Силовые трансформаторы являются характерным источником шума в населенных местах. В зависимости от класса напряжения и мощности трансформаторов применяются следующие типы систем охлаждения:

- система охлаждения Д - с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла;
- системы охлаждения ДЦ и НДЦ - с принудительной циркуляцией воздуха и масла;
- система охлаждения М - с естественной циркуляцией воздуха и масла;
- системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ - с принудительной циркуляцией воды и масла.

На ПС Смоляниново/тяга устанавливаются 2 трансформатора ТДТНЖ-40000/110. Система охлаждения типа Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла. Для трансформаторов с подобной системой охлаждения характерны электромагнитный и аэродинамический шумы.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

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

Для снижения уровня электромагнитных шумов используются виброизоляторы, препятствующие передаче вибраций от сердечника трансформатора к стенкам бака.

Аэродинамический шум возникает при движении потоков воздуха, вызванным работой системы вентиляции. Снижение уровня аэродинамического шум возможно выполнить при использовании малошумных вентиляторов, а также при установке звукопоглотителей.

При увеличении трансформаторной мощности на ПС требуется определить уровень шума, создаваемый трансформаторами и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. При превышении нормативного уровня шума необходима разработка мероприятий по снижению уровня шума. Исходные данные приведены в таблице 67.

Таблица 67 - Исходные данные

Количество трансформаторов, N	Тип системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
1	2	3	4	6
2	Система охлаждения типа Д - принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	25	110	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

1. Допустимый уровень шума определяется типом территории, прилегающей к ПС. В расчетах принимаются наиболее строгие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Для территорий, прилегающих к жилым домам допустимый уровень шума равен 45 дБА.

2. Для определения шумовых характеристик источника шума воспользуемся ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте указаны скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, вида системы охлаждения и класса напряжения. В качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора приняты скорректированные уровни звуковой мощности [2].



Для трансформатора ТДТНЖ-25000/110. (система охлаждения вида Д,  $S_{\text{ном}} = 40$  МВА,  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ) скорректированный уровень звуковой мощности составляет:

$$L_{WA} = 91 \text{ дБА.}$$

3. Определяем наименьшее допустимое расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Если источник шума имеет показатель направленности равный 1, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{WA}$ , то в любом положении полусферы радиусом  $R$  уровень шума который исходит из источника будет равным  $L_A$  (см. рисунок 10).

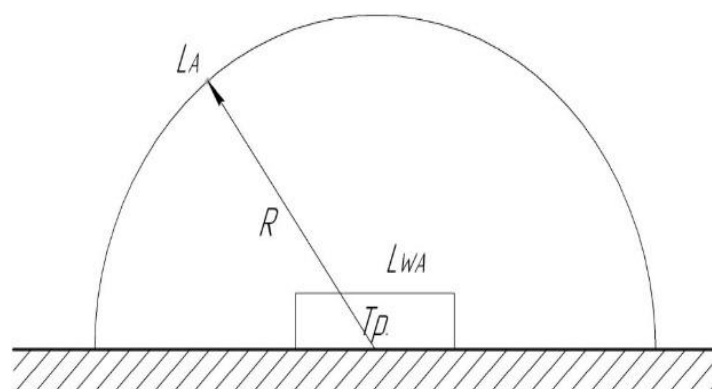


Рисунок 16 – Излучение шума трансформатором

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

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \tag{189}$$

где  $S$  – площадь поверхности полусферы,  $\text{м}^2$ ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из данной формулы уровень шума на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30$  м) определяется по формуле:

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (190)$$

где  $S = \pi R^2$ ;

На ПС Смоляниново/тяга смонтированы 2 трансформатора. 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:

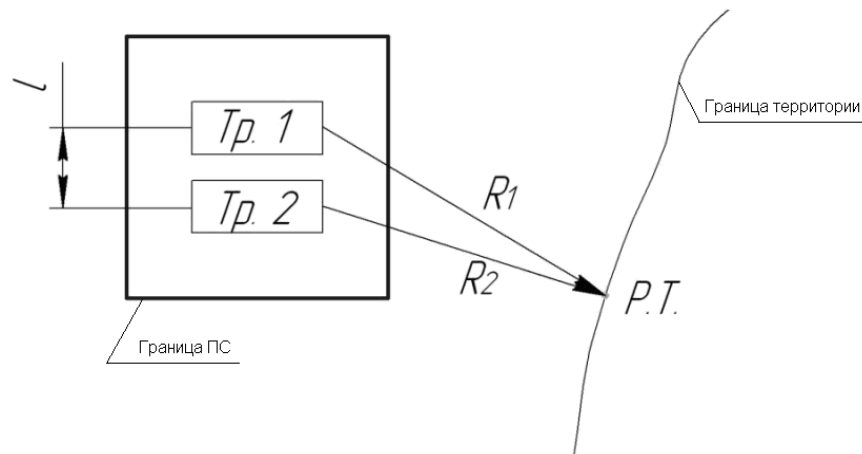


Рисунок 17 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{PAi}}; \quad (191)$$

где  $N$  - количество источников шума (ТМ);

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

Расстояния  $R_1$  и  $R_2$  от каждого из трансформаторов до ближайших жилых домов неизвестны, но известно расстояние от ПС Смоляниново/тяга до ближайших жилых домов  $R=122$  м.

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в данном случае будет равен:

$$L_{W\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,191} = 94,01 \text{ дБА};$$

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

Исходя из принятых допущений выражение (109) можно использоваться в следующем виде:

$$\Delta Y_{L_A} = L_{W\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} \quad (192)$$

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

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{W\Sigma} - \Delta Y_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (193)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(94,01-45)}}{2\pi}} = 112,57 \text{ м}$$

Любое  $R \geq R_{\min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{\min} = L_{C33}$  санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

В данном случае минимальное допустимое расстояние от трансформаторов до жилых домов составляет 112,57 м. Ближайший к территории ПС Смоляниново/тяга жилой дом расположен на расстоянии 122 м, следовательно, на территории жилых домов уровень шума не превышает допустимого. Отсюда делаем вывод, что дополнительные меры по снижению уровня шума не требуются.

### 11.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайной ситуацией называется обстановку, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, человеческие жертвы, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Одним из наиболее опасных видов чрезвычайных ситуаций на ПС являются пожары. Несмотря на низкий риск возгорания последствия возгораний могут быть крайне разрушительными. Оказывается влияние на энергоснабжение, создается угроза жизни персонала ПС, аварийных бригад и случайно оказавшихся поблизости людей. Также восстановление оборудования требует определенных расходов, в зависимости от ущерба, нанесенного пожаром.

В таблице 68 указаны основные причины возгораний в электроустановках и их процентное распределение от общего числа пожаров.

Таблица 68 – Причины возникновения пожаров в электроустановках [3]

Причины возникновения пожаров	Доля от общего числа пожаров, %
1	2
Короткие замыкания	43,3
Перегрев горючих материалов, находящихся вблизи от источников тепла	33,5
Токовые перегрузки кабелей, проводов и обмоток электрических машин	12
Искрение и электрическая дуга	3,5

1	2
Нагрев строительных конструкций при выносе из них электрических кабелей	3
Другое	4,7

Ниже приведены некоторые из требований обеспечения противопожарной защиты на энергетических предприятиях [21]:

- в зданиях и сооружениях электростанций и подстанций количество горючих веществ и материалов должно быть сведено до минимума, необходимого для технологического процесса;

- служебные и вспомогательные помещения в зданиях и сооружениях должны отделяться от помещений с технологическим оборудованием (распределительных устройств, силовых маслонаполненных трансформаторов и т.п.) стенами из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее 2 часов;

- в помещениях регенерации масла, маслоохладителей трансформаторов и закрытой установки трансформаторов должны предусматриваться мероприятия, предотвращающие попадание (растекание) масла в другие помещения, кабельные каналы и в коридоры обслуживания. Отвод масла из этих помещений должен предусматриваться в емкость для аварийного слива, если количество масла в единице оборудования составляет более 600 кг;

- расстояние от конструкций, порталов в оборудования подстанций и открытых распределительных устройств (ОРУ) до границ лесного массива хвойных пород и мест разработки или открытого залегания торфа следует принимать 100 м, смешанных пород - 50 м, а до лиственных пород - 20 м;

- маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформатора, реактора), содержащего наибольшее количество масла, а также 80 % общего (с учетом тридцатиминутного запаса) расхода воды из автоматических установок

пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на главный щит управления;

- расчетное время тушения пожара водяных и пенных установок пожаротушения принимается равным 10 мин, после чего установка должна отключаться (при необходимости) автоматически или вручную. Запас воды должен обеспечивать работу автоматических установок пожаротушения в течение 30 мин.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была произведена реконструкция участка сети вл: ПС Смоляниново-тяга - ПС Садовая для приведения ее в нормативное техническое состояние, а именно произведена замена провода устаревшей марки М-70 на провод марки АС-240/32 и произведена замена РУ на высокой стороне ПС Смоляниново/тяга.

Для того, чтобы привести вл в нормативное техническое состояние и произвести реконструкцию РУ на высокой стороне подстанции Смоляниново-тяга: Был выбран наиболее разумный по экономическим показателям, и по параметрам режимов вариант реконструируемой сети.

Осуществлён расчет токов короткого замыкания на ПС Смоляниново/тяга с последующей установкой оборудования и устройства РЗА ..

Были рассчитаны защитное заземление и молниезащита с указанием зон молниезащиты на плане подстанции. Требуемый уровень надёжности молниезащита обеспечивает.

Выполнен выбор уставки основных и резервных защит силового трансформатора, установленного на ПС Смоляниново/тяга и также для ВЛ основная продольная токовая дифференциальную защита, с применением оптоволоконного канала связи в качестве резервных защит от междуфазных КЗ-направленная четырехступенчатая ДЗ, а от однофазных замыканий на землю четырехступенчатая направленная ТЗНП.

Длительно допустимая токовая загрузка ВЛ по анализу расчёта максимальных и послеаварийных режимов находится в допустимых пределах.

По результатам расчета инвестиционной привлекательности проекта можно сделать вывод что выбранный вариант реконструкции приносит прибыль и окупается в короткий срок за счет большого экономического эффекта и малых капитальных вложений. В пункте безопасность и экологичность был рассчитан шум при работе силового трансформатора на ПС Смоляниново/тяга.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург: УрФУ, 2012. — 86 с.
- 2 Бей Ю.М. Тяговые подстанции / Ю.М. Бей, Р.Р. Мамошин, В.Н. Пупынин, М.Г. Шалимов. – Альянс. 2016 с.
- 3 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
- 4 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 28.06.2020).
- 5 Ершов А.М. Релейная защита и автоматика в системах электро-снабжения. Часть 4 : Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6-10-110-220 кВ : учеб. пособие / А.М. Ершов. – Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 152 с.
- 6 Жежеленко И.В., Электромагнитная совместимость в электрических сетях : учеб. пособие / И.В. Жежеленко, М.А. Короткевич - Минск : Выш. шк., 2012. - 197 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 с.
- 8 Мироненко Я.В. Пожарная безопасность на объектах электроэнергетической отрасли [Электронный ресурс]. – Систем. требования: Adobe Acrobat Reader. Режим доступа: [https://algorithm.org/arch/17\\_4/17\\_4\\_25.pdf](https://algorithm.org/arch/17_4/17_4_25.pdf). – 18.06.2020.
- 9 Муныкин А.О. Производственная практика / сост. А.О. Муныкин.- Благовещенск, 2021-21с.



10 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.

11 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.

12 Приказ от 08 февраля 2019 г. №81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229» // Собр. законодательства Российской Федерации. – 2018. № 34, ст. 5483; № 51, ст. 8007.

13 Приказ от 28 февраля 2019 г. № 174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы» // В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. N 823 "О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики" (с изменениями на 30 апреля 2020 г.). – 2019

14 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» // Зарегистрирован в Минюсте России 22 июля 2015 г. №38151

15 Приказ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» // Собр. законодательства Российской Федерации. – 2012. № 26, ст. 3528; 2013 № 22, ст. 2809.

16 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.

17 РД 153-34.3-03.285-2002 «Правила безопасности при строительстве

линий электропередачи и производстве электромонтажных работ».

18 Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: учебно-методическое пособие к курсовому проектированию / Сост.: А.Н. Козлов, В.А. Козлов. – 2-е изд., испр. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2017. – 65 с.

19 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 647 с.

20 Сивков, А. А. Основы электроснабжения: учебное пособие для академического бакалавриата / А. А. Сивков, А. С. Сайгаш, Д. Ю. Герасимов. — 2-е изд., испр. и доп. — М. : Издательство Юрайт, 2018. — 173 с. — (Серия: Университеты России). — ISBN 978-5-534-01372-6. — Режим доступа: <http://www.biblio-online.ru/book/AB317207-D1E4-40AF-9B6F-DD639274D975>

21 СО 34.49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий. – Взамен РД 34.49.101-87; введ. – 01.09.2003. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 40 с.

22 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения. – введ. 2007-20-12. – Изд-во ао «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

23 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008. – 132 с.

24 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период : отчет о НИР / АО «Науч.-технич. центр ЕЭС (Московское отделение) ; рук. М. С. Волков ; исполн. : С. А. Портянков. – М., 2019. – 244 с.

25 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2018-2022 годы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.primorsky.ru/upload/iblock/2fd/2fddd144dfd04f741f8520de2b16918c.pdf>. Дата обращения: 09.05.2020.

26 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

27 Тимофеев, С.А. Основы выбора нелинейных ограничителей. Методические указания – Красноярск. : КГТУ, 2003. – 49 с.

28 Фролов, Ю.М. Основы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург: Лань, 2012. — 432 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/4544>. — Загл. с экрана.

29 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.

30 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Результаты контрольных замеров нагрузок на ПС.

Время замера нагрузок	Наименование Присоединения АТ-1 (220 кВ)		Наименование Присоединения АТ-1 (110 кВ)	
	Наименование потребителя			
	Тр-р тока 500/5		Тр-р тока 1000/5	
	активный счетчик	реактивный счетчик	активный счетчик	реактивный счетчик
	№ 1210428			
	Показания	Показания	Показания	Показания
00-00	11857,70	10359,48	11815,37	9742,03
01-00	11857,94	10359,65	11815,49	9742,11
02-00	11858,16	10359,81	11815,61	9742,18
03-00	11858,39	10359,98	11815,72	9742,26
04-00	11858,61	10360,14	11815,84	9742,33
05-00	11858,82	10360,30	11816,06	9742,49
06-00	11859,05	10360,47	11816,17	9742,56
07-00	11859,29	10360,63	11816,28	9742,64
08-00	11859,55	10360,80	11816,38	9742,71
09-00	11859,82	10360,96	11816,49	9742,79
10-00	11860,09	10361,13	11816,72	9742,94
11-00	11860,36	10361,31	11818,03	9743,09
12-00	11860,62	10361,48	11818,29	9743,24

13-00	11860,89	10361,65	11817,48	9743,39
14-00	11861,14	10361,82	11817,75	9743,54
15-00	11861,40	10362,00	11817,89	9743,62
16-00	11861,65	10362,17	11818,03	9743,70
17-00	11861,91	10362,35	11818,16	9743,78
18-00	11862,18	10362,52	11818,29	9743,86
19-00	11862,45	10362,70	11818,55	9744,01
20-00	11862,72	10362,87	11818,81	9744,16
21-00	11862,99	10363,05	11819,06	9744,32
22-00	11863,25	10363,22	11819,31	9744,48
23-00	11863,51	10363,40	11819,57	9744,64
24-00	11863,76	10363,57	11819,83	9744,80