

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в районе подстанции 110 кВ Шахта-7

Исполнитель

студент группы 942-об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Р. Исиченко

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности,

канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Исиченко Александра Романовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» в районе подстанции 110 кВ Шахта-7

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС; расчет режима ПЭС в ПВК Rastr Win 3; схема и программа перспективного развития приморского края на 2022-2026 годы
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): анализ электрического режима до и после реконструкции сети, технико-экономический расчет, разработка схемы и плана ПС, заземления, молниезащиты, релейной защиты, оценка экологичности проекта.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 10 рисунков, 37 таблиц, 31 источник, 6 листов графической части
6. Консультант по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Андрей Борисович Булгаков, доцент, канд.техн.наук.
7. Дата выдачи задания: 05.04.2023

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

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

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.2023 г \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 119 страниц, 10 рисунков,

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ПРОВОД, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант реконструкции сетей напряжением 110 кВ Приморского края в районе подстанции Шахта 7.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы выполнены расчеты нормальных и послеаварийных режимов работы рассматриваемого участка сети; проведен анализ токовой загрузки линий электропередач в каждом из режимов. Для реконструируемой подстанции был проведен выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов; рассчитаны токи короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, устанавливаемого на подстанции; выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, токоведущие части и шины распределительных устройств; разработано заземление и молниезащита подстанции. Выполнен расчет уставок релейной защиты.

Описаны правила пожарной безопасности и электробезопасности для реконструируемой подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика реконструируемой сети	10
1.1 Климатическая и географическая характеристика района реконструкции сети	10
1.2 Анализ электрической сети	12
1.2.1 Анализ источников питания	13
1.2.2 Анализ линий электропередачи	15
1.2.3 Анализ подстанций	16
1.3 Характеристика потребителя	17
1.4 Анализ режима существующей сети	19
2 Разработка вариантов развития электрической сети	30
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	30
2.2 Разработка вариантов подключения объекта	31
2.3 Технико-экономическое сравнение вариантов	34
3 Реконструкция сети	40
3.1 Разработка однолинейной схемы реконструируемой ПС	40
3.2 Выбор сечения линий электропередачи	41
3.3 Выбор трансформаторной мощности	42
3.4 Выбор компенсирующих устройств	44
3.5 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети	45
4 Расчёт токов короткого замыкания	54
5 Выбор оборудования РУ ВН	58
5.1 Конструктивное исполнение РУ ПС	59
5.2 Выбор и проверка выключателей	60
5.3 Выбор и проверка разъединителей	62
5.4 Выбор ячеек КРУ	63

5.5	Выбор и проверка трансформаторов тока	65
5.6	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	67
5.7	Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ	69
5.8	Выбор высокочастотных заградителей	71
6	Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС	73
6.1	Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	74
6.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	79
6.3	Выбор и проверка ОПН	82
7	Релейная защита и автоматика, сигнализация	90
7.1	Выбор системы оперативного тока	90
7.2	Расстановка средств релейной защиты	93
7.3	Релейная защита силового трансформатора ПС Шахта-7	94
7.3.1	Расчет уставок защит ШЭ2607 148 трансформатора	94
7.3.2	Максимальная токовая защита трансформатора	97
7.3.3	Газовая защита трансформатора	99
7.4	Автоматика	101
7.5	Сигнализация	104
8	Безопасность и экологичность	106
8.1	Безопасность	106
8.1.1	Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок	106
8.1.2	Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ	107
8.1.3	Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ	107
8.2	Экологичность	108
8.3	Чрезвычайные ситуации	116
	Заключение	116
	Библиографический список	117
	Приложение А – Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	120



## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КЛ – кабельная линия;

ЛЭП – линия электропередач;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН – низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

## ВВЕДЕНИЕ

Приморский край входит в состав Дальневосточного Федерального округа и занимает юго-восточную окраину России, расположен в самой южной части Дальнего Востока в пограничной зоне и непосредственно граничит со странами Северо-Восточной Азии.

Централизованным электроснабжением охвачено около 75 % общей площади края и около 98 % населения Приморского края. Ряд населенных пунктов, расположенных в отдаленных северных районах и имеющих незначительные объемы электропотребления, снабжаются электроэнергией от автономных дизельных электростанций.

Согласно Схеме и программе развития Приморского края на 2022-2026 годы [1] в районе Артемовской ТЭЦ запланированы следующие мероприятия:

1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Западная - Шахта 7 без увеличения её пропускной способности в связи с необходимостью замены физически изношенного провода и опор, не отвечающих эксплуатационным требованиям, а также приведение технического состояния объекта в соответствие требованиям нормативно-технической документации. Согласно акту обследования технического состояния объекта от 25.06.2020 выявлено: разрушение железобетонных фундаментов, коррозия металлических элементов опор, деформация ветровых раскосов, расслоение сварных швов металлоконструкций, отклонения опор от вертикальной оси, многочисленные повреждения проводов.

2. Замена трансформаторов типа ТДН-16000/110 на ПС 110 кВ Шахта-7 на трансформаторы ТДН-25000/110 с целью исключения недопустимой перегрузки при единичном отключении в нормальной схеме.

Цель работы – разработка наиболее экономичного варианта реконструкции сетей Приморского края в районе ПС Шахта-7.

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Анализ сети в районе реконструкции;
- Прогнозирование нагрузок;



- Разработка вариантов развития электрической сети и выбор наиболее оптимального;
- Расчет нормальных и послеаварийных режимы до и после развития электрической сети.
- Выбор схемы распределительного устройства ПС;
- Выбор основного оборудования на реконструируемой ПС;
- Разработка заземления и молниезащиты;
- Выбор и расчет уставок релейной защиты.
- Оценка безопасности и экологичности проекта.

Для выполнения выпускной квалификационной работы используются программные комплексы: MSWord, ПБК RastrWin 3, ПБК MathCad 15.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ СЕТИ

## 1.1 Климатическая и географическая характеристика района реконструкции сети

Административным центром Приморского края является город Владивосток [1].

Основными секторами промышленности являются: пищевая промышленность, электроэнергетика и добыча угля, машиностроение, судоремонт, горнодобывающая, рыбная, лесная и деревообрабатывающая промышленность. Хозяйственное производство ведется по всей территории Приморского края, особенно интенсивно в южных и юго-западных районах. Климатические условия благоприятны для возделывания практически всех культур [1].

Перспективы экономического развития и территориальной организации Приморского края определяются следующими основными факторами:

- исключительно благоприятным экономическим экономико-географическим, в том числе транспортно-географическим положением;
- геополитическими и внешнеэкономическими факторами;
- природно-ресурсным потенциалом;
- развитой транспортной и энергетической инфраструктурой [2].

Реконструкция сети будет производиться вблизи города Артёма Приморского края южнее Артемовской ТЭЦ.

Артём — город в Приморском крае [3]. Расположен в долине реки Кневичанки в 38 км к северо-востоку от центра Владивостока. Административный центр Артёмовского городского округа. Является частью Владивостокской агломерации.

В прошлом — крупнейший центр Дальнего Востока по добыче угля (последняя шахта была закрыта в 2000 году). В настоящее время, город переживает новый этап производственного развития, связанный с открытием транспортно-логистических комплексов и новых промышленных производств,

таких как сборка автомобилей (FAW), производство строительных материалов и бытовой химии, деревообработка, производство продуктов питания (колбасы, молочные изделия, рыбные консервы) и другие. Также активно развиваются фермерские хозяйства на сельских территориях городского округа.

Город Артем стоит на торговых путях из России и северо-восточного Китая в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Является одним из главных транспортных узлов Приморского края. Входит в Свободный порт Владивосток [3].

Имеет выход к Амурскому и Уссурийскому заливам Японского моря. Созданы: туристско-рекреационный кластер «Приморское кольцо», игорная зона «Приморье» и горнолыжный центр «Синяя сопка».

Площадь городского округа составляет 506,4 км<sup>2</sup>. Географическая широта — 43°21', долгота — 132°11'. Средняя высота над уровнем моря — 40 метров.

Рельеф города представляет собой обширную межгорную котловину, окружённую среднегорьем, с абсолютными высотами не более 700 метров над уровнем моря. Выделяют три основных уровня: на севере и северо-востоке — водораздельный уровень низкогорья, высоты в котором колеблются между отметками в 300—700 метров; в южных районах — холмисто-увалистое предгорье с относительными высотами 100—200 метров; основная территория — речные террасы с максимальной высотой 54 метра. Ещё около 5 % территории Артёма занимает юго-западная окраина Шкотовского базальтового плато, местами занятого болотами.

С севера город опоясывает горный массив хребта Пржевальского. С юга — сопки полуострова Муравьева-Амурского. Наибольшие высоты в пределах города отмечаются для гор Пржевальского. Самая высокая точка — безымянная высота в 700 метров. В межгорной котловине высоты не превышают 30-40 метров, поэтому в общем рельефе выделяется Орловская сопка высотой 54 метра [2].

Климат района проектирования умеренный муссонный, с чертами континентального.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические показатели

Наименование	Показатели
Максимальная температура, °С	-31,4
Максимальная температура, °С	+33,6
Среднегодовая температура, °С	+4,9
Район по гололеду	III
Район по ветровому давлению	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	10-20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 20 до 40
Степень загрязнения атмосферы	I

## 1.2 Анализ электрической сети

Используемые в России электрические сети: системообразующие, питающие и распределительные, являются сложными системами и зачастую имеют самые разнообразные структуры, обусловленные их «историческим» развитием.

Анализ электрических сетей полагает их систематизацию по следующим признакам:

- класс номинального напряжения,
- количество и тип схемы каждого РУ подстанции,
- число и мощность трансформаторов с указанием их основных характеристик,
- суммарная протяженность линий электропередачи на каждом классе номинального напряжения,
- характеристика линий электропередачи.

Характеристика линий электропередачи должна включать следующую информацию: наименование линии, класс номинального напряжения, протяженность, марка и сечение проводника, конструктивное исполнение.

Для дальнейшего проектирования необходимо произвести анализ схемно-режимной ситуации участка электрической сети Приморского края.

Рассматриваемый участок сети представлен на рисунке 1.

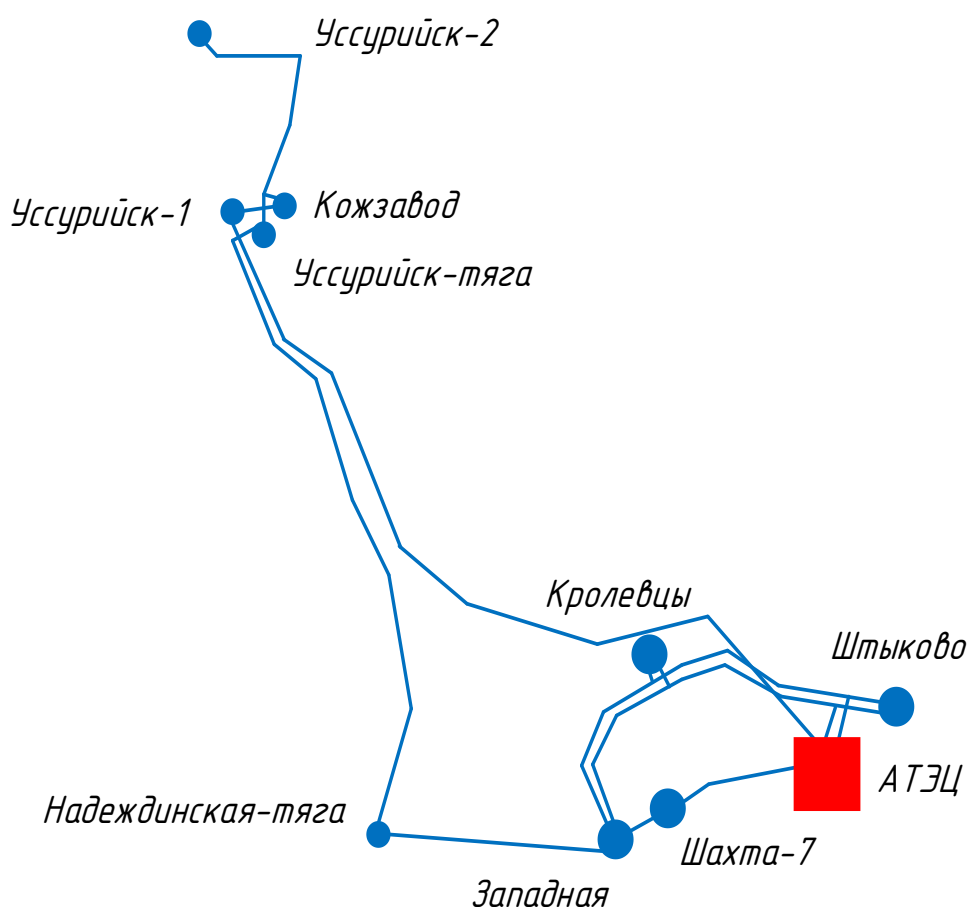


Рисунок 1 – Карта-схема рассматриваемого участка сети

### 1.2.1 Анализ источников питания

Ближайшей в ПС Шахта-7 электрической станцией является Артемовская ТЭЦ. В свою очередь Артемовская ТЭЦ напрямую связана одной воздушной линией 220 кВ с Владивостокской ТЭЦ-2.

Артемовская ТЭЦ расположена в городе Артёме Приморского края. Строительство станции было начато в 1931 году, 7 ноября 1936 года был введен в эксплуатацию первый турбогенератор [4].

Установленная электрическая мощность – 400 МВт, тепловая мощность — 300 Гкал/час. Система теплоснабжения предназначена для обеспечения подключённых потребителей АТЭС сетевой водой на нужды отопления и горячего водоснабжения (п. Артёмовский). Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч. Основное оборудование станции включает 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт:

- турбоагрегат № 5 с генератором ТВФ-100, введён в 2000 году;
- турбоагрегат № 6 с генератором ТВФ-100, введён в 2004 году;
- турбоагрегат № 7 с генератором ТВФ-100, введён в 1966 году;
- турбоагрегат № 8 с генератором ТВФ-100, введён в 1967 году.

Пар для турбин (давление 100 кгс/см<sup>2</sup>, температура 540°С) вырабатывают 8 котлоагрегатов БКЗ-220-100ф производительностью 220 т/ч каждый. Система охлаждения обратная с градирнями, для водоснабжения станции используется водозаборный узел на реке Артёмовка, а так же водохранилище на реке Кучелинова падь. Выдача электроэнергии и мощности станции в энергосистему производится через открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 220, 110 и 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

- КВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Аэропорт;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — Владивостокская ТЭЦ-2;
- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Береговая-2;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Уссурийск-1;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Смоляниново-тяговая;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Муравейка;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахта-7;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Промузел;
- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Западная — ПС Кролевцы — ПС Штыково (2 цепи);
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахтовая;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Птицефабрика;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Мебельная фабрика;

- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шкотово;
- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Суражевка.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме – 13Н-Две рабочие и обходная системы шин, ОРУ 110 кВ выполнено по схеме – 13-Две рабочие системы шин. Связь между двумя ОРУ осуществляется с помощью двух АТ связи.

На Артемовской ТЭЦ предусмотрена оборотная схема технического водоснабжения с башенными градирнями [4].

### 1.2.2 Анализ линий электропередачи

Для выбранного участка произведен анализ линий электропередачи напряжением 110 кВ [5].

Таблица 2 – Анализ линий электропередачи

Участок	Длина, км	Марка провода	Тип
АТЭЦ – Шахта-7	9,32 0,830 4,33	АССС-150/24 АСКП-240/32 АССС-150/24	ВЛ
Шахта-7 – Западная	0,6 5,4	АС-120/19 М-70	ВЛ
Западная – Штыково	2*2,62 7,4; 7,6 2*27,4	АС-150/24 АС 150/24 АС-150/24	ВЛ
Отп. Кролевцы	2*1,626	АС-150/24	ВЛ
Отп. АТЭЦ	2*2,571	АС-150/24	ВЛ
Западная – Надеждинская-тяга	16,4	АС-150/24	ВЛ
Надеждинская-тяга – Уссурийск-тяга	46,8 1,2	АС-150/24 АС-95/16	ВЛ
Уссурийск-тяга - Кожзавод	0,49 1,1	АС-95/16 АС-95/16	ВЛ
Отп. на ПС Уссурийск-2	15,01	АС-95/16	ВЛ
Кожзавод – Уссурийск-1	4,8	АС-120/19	ВЛ
Отп. На ПС Кожзавод	1,1	АС-150/24	
Уссурийск-1 - АТЭЦ	14,1 3 29,08	АС-185/29 М-95 М-95	ВЛ

ВЛ напряжением 110 кВ выполнены в воздушном исполнении проводом марки АС-150/24. Часть линий выполнены медным проводом, рекомендуется замена части воздушных линий, выполненных медными проводами в связи с превышением нормативного срока службы.

### 1.2.3. Анализ подстанций

Таблица 3 – Анализ подстанций

Наименование ПС	Тип ПС	Схема РУ ВН	Количество и мощность трансформаторов
Штыково 110/6	Тупиковая	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	2хТДН-16000/110
Кролевцы 110/35/6	Отпаечная	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	2хТДТН-25000/110
Шахта-7 110/6	Проходная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии	2хТДН-16000/110
Западная 110/35/6	Узловая	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	2хТДТН-40000/110 1хАТДЦТН-63000/220
Надеждинская-тяга 110/27,5	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	2хТДТНЖ-40000/110
Уссурийск-тяга 110/27,5	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	2хТДТНЖ-40000/110
Кожзавод 110/25/6	Проходная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	2хТДТН-40000/110
Уссурийск-1 110/35/6	Узловая	13 – Две рабочие системы шин	2хТДТН-40000/110
Уссурийск-2 110/35/6	Узловая	13Н – Две рабочие и обходная система шин	2хТДТН-40000/110

На рассматриваемом участке энергосистемы проходные ПС в основном являются двухтрансформаторными подстанциями с суммарной трансформаторной мощностью 80 МВА и РУ ВН выполненного по схеме 5АН –



Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

В данном разделе был проведен анализ рассматриваемой сети и анализ источников питания.

### **1.3 Характеристика потребителей**

Энергосистема Приморского края функционирует в составе ОЭС Востока, расположена на территории Приморского края и входит в операционную зону Филиала «СО ЕЭС» Приморское РДУ [1].

За прошедший пятилетний период рост электропотребления наблюдался во всех регионах, особенно в г. Владивостоке и Центральных электрических сетях, что свидетельствует о динамичном развитии промышленного производства и транспорта в этих районах. Основными потребителями электроэнергии являются: добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, обеспечение электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха, водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений и население (31%). Доля потерь различных сетях составляет 12% от суммарного электропотребления Приморского края.

Потребность в генерирующей мощности энергии районов покрывается за счет собственных электрических станций юга Приморского края (Артёмовская ТЭЦ, Партизанская ГРЭС, Владивостокская ТЭЦ-2, Восточная ТЭЦ, ТЭЦ Центральная и ТЭЦ Океанариум) и перетоков мощности от Приморской ГРЭС и из ОЭС Востока.

Установленная и располагаемая мощность электростанции в энергосистеме Приморского края превышает максимум потребления, однако с учетом фактической нагрузки электростанций баланс электрической мощности в энергосистеме Приморского края складывается превышением потребления над выработкой электроэнергии.

Потребление электроэнергии в Приморском крае за 2022 год составило 13535,8 млн кВт·ч, что на 190,3 млн кВт·ч, или на 1,4 процента выше, чем в 2019 году.

Суммарно за последние 5 лет потребления электроэнергии в Приморском крае увеличилось на 758,0 млн кВт·ч, или на 5,9 процента.

Промышленный комплекс является наиболее развитой частью экономики Приморья. Он дает почти треть валового регионального продукта. Здесь сосредоточено 30% основных производственных фондов и 27% трудоспособного населения края, занятого в экономике. Основными являются рыбообрабатывающая и рыбоперерабатывающая отрасли, электроэнергетика и угольная промышленность, машиностроение и судоремонт, горнообрабатывающая, лесная и деревообрабатывающая отрасли [1].

Структура потребителей электроэнергии Приморского края отображена на рисунке 2.

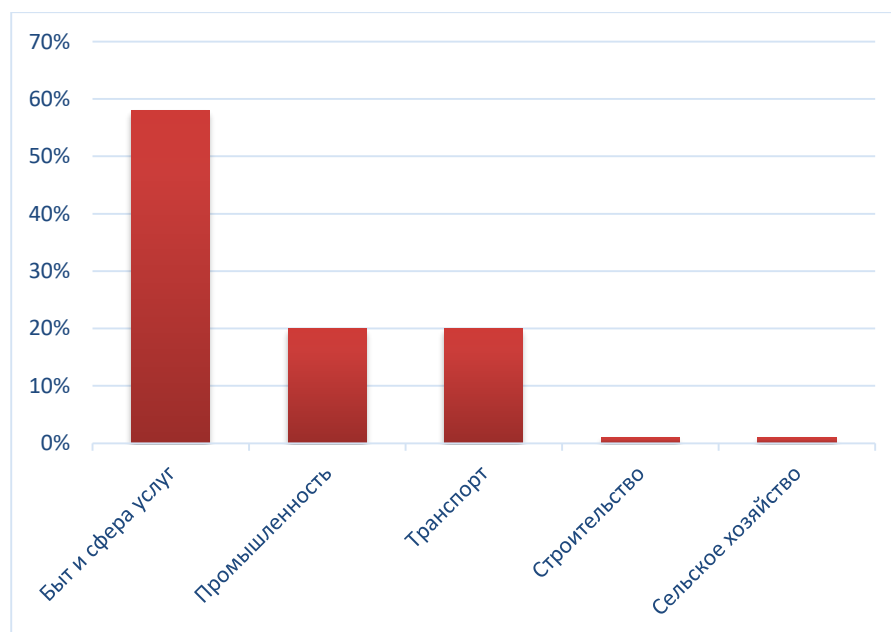


Рисунок 2 – Структура потребителей электроэнергии Приморского края

Исходя из диаграммы, представленной на рисунке 2, можно сделать вывод, что большей частью потребителей электроэнергии в Приморском крае является бытовая потребитель.

Таким образом, в данном разделе была дана обзорная характеристика района проектирования и потребителя.

#### **1.4 Анализ режима существующей сети**

Для анализа существующего режима необходимо выполнить расчет в ПК RastrWin3.

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.) [6].

С помощью данной программы можно производить:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;

- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры [6].

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

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (1)$$

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

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

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

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

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

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

Потери на коронный разряд моделируются для расчета активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

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

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}; \quad (5)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}; \quad (6)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1. \quad (7)$$

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:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (8)$$

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

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (9)$$

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

Генераторные узлы можно задать несколькими способами. В данном проекте они задаются активной мощностью, заданным модулем напряжения, а

также пределами выработки и потребления реактивной мощности. Балансирующий узел задается модулем напряжения.

Расчет параметров ветвей производится по [5].

Таблица 4 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,075
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5
нейт - г2	3,2	131			0,07
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,134
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,134
Западная - Шахта-7	1,44	2,484	-15,96		
Шахта-7 - АТЭЦ 110	3,5	4,71	-38,3		
Западная - Надеждинская-тяга	9,5	20,16	-129,6		
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	3,2	6,8	-44,28		
Уссурийск-тяга - отпайка	0,14	0,2	-1,27		
отпайка - Кожзавод	0,33	0,47	-2,8		
отпайка - Уссурийск-2	4,59	6,51	-39,15		
Кожзавод - Уссурийск-1	1,2	1,98	-12,7		
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	7,48	19,2	-126		
АТЭЦ 110 - отпайка1	0,5	1,07	-6,9		
АТЭЦ 110 - отпайка2	0,5	1,07	-6,9		
отпайка1 - отпайка3	1,55	3,29	-21,1		
отпайка2 - отпайка4	1,55	3,29	-21,1		
отпайка3 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
отпайка4 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
Штыково - отпайка1	0,53	1,14	-7,33		
Штыково - отпайка2	0,53	1,14	-7,33		
Кролевцы - отпайка3	0,32	0,62	-4,32		
Кролевцы - отпайка4	0,32	0,62	-4,32	0	0
Шахта-7 - Шахта-7 нн	4,38	86,7	8,47	1,44	0,06
Шахта-7 - Шахта-7 нн	4,38	86,7	8,47	1,44	0,06

Таблица 5 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
АТЭЦ 220	220					
г1	16			34,0	-29,3	16,0
г2	16			30,0	-0,7	16,0
АТЭЦ 110	110					
г3	16			30,0	46,7	16,0
г4	16			30,0	46,7	16,0
нейт	220					
Надеждинская-тяга	110	7,3	8,6			
Уссурийск-тяга	110	8,4	12,3			
Кожзавод	110	15,0	3,6			
Уссурийск-1	110	13,0	2,7			
Уссурийск-2	110	12,8	2,9			
отпайка	110					
отпайка1	110					
отпайка2	110					
отпайка3	110					
отпайка4	110					
Штыково	110	8,9	2,9			
Кролевцы	110	10,6	2,6			
Шахта-7 нн	6	20,2	6,6			
Западная	110	24,5	7,4			
Шахта-7	110					

Анализ режима в ПВК Rastr Win 3 подразумевает анализ токовой загрузки линий электропередачи и анализ потерь активной мощности на участке сети. Оценку загрузки линий можно осуществить по длительно допустимым токам.

Допустимый ток – это такой ток, при длительном протекании которого проводник нагревается до допустимой температуры. Величина данного параметра зависит от сечения проводника. Поскольку данный нормальный режим рассчитан с нагрузками контрольного замера зимнего максимума, был произведен пересчет длительно допустимого тока, для средней температуры окружающей среды в зимний период, равной минус 25 °С.

Таблица 6 – Токовая загрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$ , %
Западная - Шахта-7	99,00	98,82	380,00	26,05
Шахта-7 - АТЭЦ 110	210,06	209,35	510,00	41,19
Западная - Надеждинская-тяга	119,78	123,57	445,00	27,77
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	71,26	71,80	445,00	16,14
Уссурийск-тяга - отпайка	56,46	56,39	330,00	17,11
отпайка - Кожзавод	76,83	76,69	330,00	23,28
отпайка - Уссурийск-2	69,69	70,19	330,00	21,27
Кожзавод - Уссурийск-1	148,17	147,73	380,00	38,99
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	214,65	210,95	510,00	42,09
АТЭЦ 110 - отпайка1	124,84	125,01	440,00	28,41
АТЭЦ 110 - отпайка2	124,84	125,01	440,00	28,41
отпайка1 - отпайка3	101,57	102,09	440,00	23,20
отпайка2 - отпайка4	101,57	102,09	440,00	23,20
отпайка3 - Западная	74,94	77,22	440,00	17,55
отпайка4 - Западная	74,94	77,22	440,00	17,55
Штыково - отпайка1	23,64	23,49	440,00	5,37
Штыково - отпайка2	23,64	23,49	440,00	5,37
Кролевцы - отпайка3	27,67	27,60	440,00	6,29
Кролевцы - отпайка4	27,67	27,60	440,00	6,29

Все ВЛ на рассматриваемом участке являются ненагруженными (менее или близко к 30%). Напряжения в узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше  $\pm 10\%$ .

Величина потерь активной мощности является одним из показателей эффективности работы энергосистемы (таблица 7).

Таблица 7 – Потери активной мощности на участке

Уном	$\Delta P$ , МВт	$dP_{лэп}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{хх}$ , МВт	$P_{кор.}$ , МВт
110	8,1	7,8	0,27	0,25	-
220	0,38		0,21	0,17	

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 8,48 МВт, что составляет 7,22 % от общей мощности сети (121 МВт).





Проведем послеаварийный режим – отключение линии АТЭЦ – Уссурийск-1.

Таблица 8 – Параметры ветвей в послеаварийном режиме

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,075
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5
нейт - г2	3,2	131			0,07
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,134
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,134
Западная - Шахта-7	1,44	2,484	-15,96		
Шахта-7 - АТЭЦ 110	3,5	4,71	-38,3		
Западная - Надеждинская-тяга	9,5	20,16	-129,6		
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	3,2	6,8	-44,28		
Уссурийск-тяга - отпайка	0,14	0,2	-1,27		
отпайка - Кожзавод	0,33	0,47	-2,8		
отпайка - Уссурийск-2	4,59	6,51	-39,15		
Кожзавод - Уссурийск-1	1,2	1,98	-12,7		
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	7,48	19,2	-126		
АТЭЦ 110 - отпайка1	0,5	1,07	-6,9		
АТЭЦ 110 - отпайка2	0,5	1,07	-6,9		
отпайка1 - отпайка3	1,55	3,29	-21,1		
отпайка2 - отпайка4	1,55	3,29	-21,1		
отпайка3 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
отпайка4 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
Штыково - отпайка1	0,53	1,14	-7,33		
Штыково - отпайка2	0,53	1,14	-7,33		
Кролевцы - отпайка3	0,32	0,62	-4,32		
Кролевцы - отпайка4	0,32	0,62	-4,32	0	0
Шахта-7 - Шахта-7 нн	4,38	86,7	8,47	1,44	0,06
Шахта-7 - Шахта-7 нн	4,38	86,7	8,47	1,44	0,06

Таблица 9 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
АТЭЦ 220	220					
г1	16			39,2	-27,1	16,0
г2	16			30,0	-0,7	16,0
АТЭЦ 110	110					
г3	16			30,0	46,7	16,0
г4	16			30,0	46,7	16,0
нейт	220					
Надеждинская-тяга	110	7,3	8,6			
Уссурийск-тяга	110	8,4	12,3			
Кожзавод	110	15,0	3,6			
Уссурийск-1	110	13,0	2,7			
Уссурийск-2	110	12,8	2,9			
отпайка	110					
отпайка1	110					
отпайка2	110					
отпайка3	110					
отпайка4	110					
Штыково	110	8,9	2,9			
Кролевцы	110	10,6	2,6			
Шахта-7 нн	6	20,2	6,6			
Западная	110	24,5	7,4			
Шахта-7	110					

Таблица 10 – Токовая загрузка ЛЭП

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
Западная - Шахта-7	229,39	229,02	380,00	60,37
Шахта-7 - АТЭЦ 110	343,50	342,56	510,00	67,35
Западная - Надеждинская-тяга	380,62	384,57	445,00	86,42
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	322,23	323,24	445,00	72,64
Уссурийск-тяга - отпайка	253,12	253,14	330,00	76,71
отпайка - Кожзавод	174,29	174,32	330,00	52,83
отпайка - Уссурийск-2	79,59	80,04	330,00	24,25
Кожзавод - Уссурийск-1	80,72	80,86	380,00	21,28
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110			510,00	
АТЭЦ 110 - отпайка1	188,70	188,91	440,00	42,93

1	2	3	4	5
АТЭЦ 110 - отпайка2	188,70	188,91	440,00	42,93
отпайка1 - отпайка3	165,74	166,42	440,00	37,82
отпайка2 - отпайка4	165,74	166,42	440,00	37,82
отпайка3 - Западная	139,84	142,52	440,00	32,39
отпайка4 - Западная	139,84	142,52	440,00	32,39
Штыково - отпайка1	23,76	23,62	440,00	5,40
Штыково - отпайка2	23,76	23,62	440,00	5,40
Кролевцы - отпайка3	27,91	27,84	440,00	6,34
Кролевцы - отпайка4	27,91	27,84	440,00	6,34

В послеаварийном режиме наблюдается перегрузка ЛЭП Западная - Шахта-7, Шахта-7 - АТЭЦ 110, Западная - Надеждинская-тяга, Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга, Уссурийск-тяга – отпайка.э

Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше  $\pm 10\%$ .

Величина потерь активной мощности является одним из показателей эффективности работы энергосистемы (таблица 11).

Таблица 11 – Потери активной мощности на участке сети

Уном	$\Delta P$ , МВт	$dP_{лэп}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{хх}$ , МВт	$P_{кор.}$ , МВт
110	8,36	7,84	0,27	0,25	-
220	0,38		0,21	0,17	

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 8,48 МВт, что составляет 7,22 % от общей мощности сети (121 МВт).

Большая часть потерь – условно-постоянные потери, которые складываются из потерь холостого хода в трансформаторах, на коронный заряд, потерь в оборудовании, не зависящие от нагрузки.

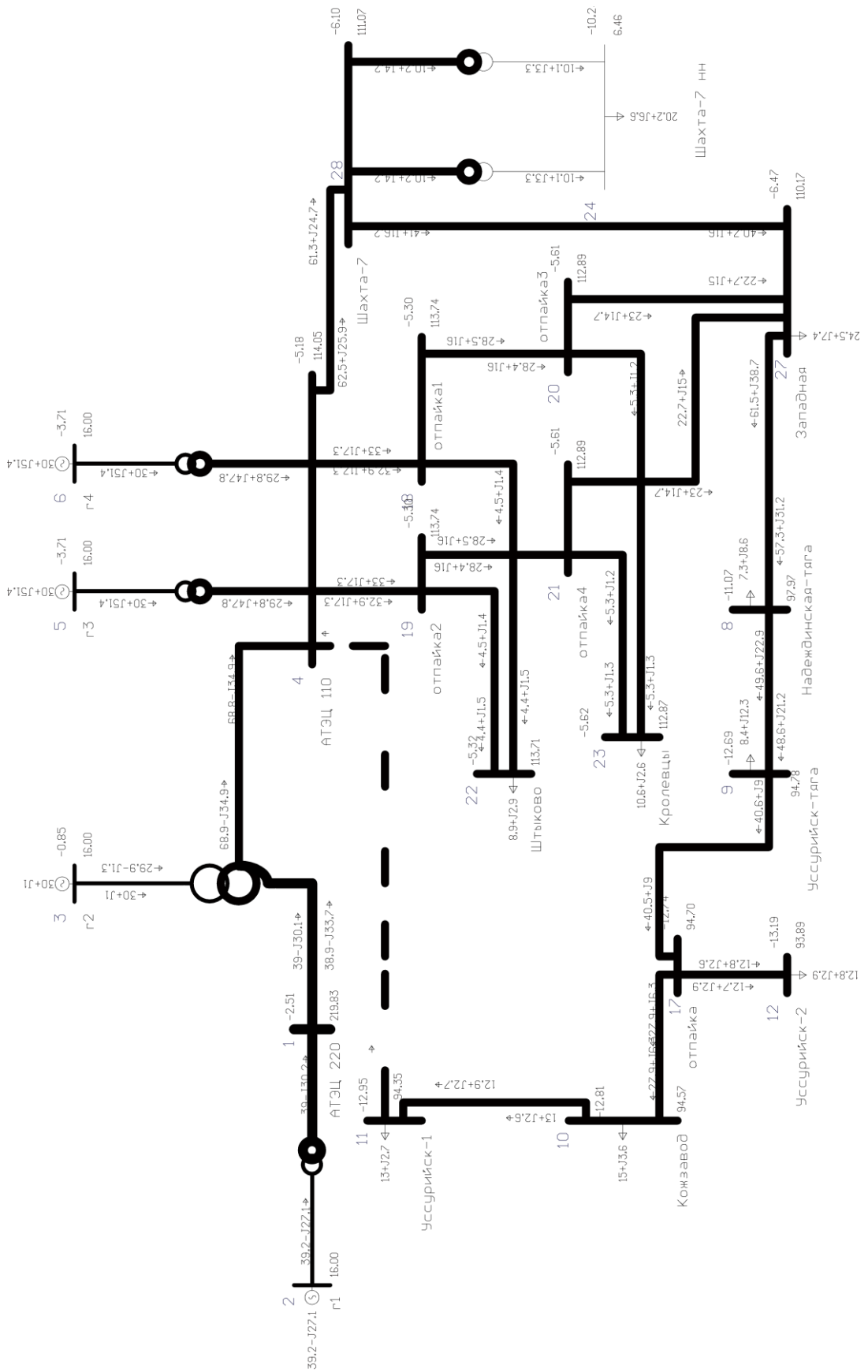


Рисунок 4 – Схема потокораспределения действующей сети в послеаварийном режиме

## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Рассчитаем прогнозирование нагрузок на рассматриваемом участке сети. Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС на 2022 г. Расчет прогнозирования нагрузок приведен в Приложении А.

Таблица 12 – Нагрузка на ПС

ПС	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар
Штыково	8,9	2,9
Кролевцы	10,6	2,6
Шахта-7	20,2	6,6
Западная	24,5	7,4
Надеждинская-тяга	7,2	8,6
Уссурийская-тяга	8,4	12,3
Кожзавод	15	3,6
Уссурийск-1	13	2,7
Уссурийск-2	12,76	2,85

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (10)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (11)$$

где  $P_{max}$  – максимальная мощность ПС за текущий год;

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

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

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

$$P_{cp.прогн} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (12)$$

где  $\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки [1];

$t_{прогн}$  – год, к которому приводится электрическая нагрузка;

$t_0$  – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Вероятностные характеристики для реактивной мощности определяются посредством умножения характеристик активной мощности на коэффициент реактивной мощности:

$$Q = P \cdot tg\varphi, \quad (13)$$

где  $tg\varphi$  – коэффициент реактивной мощности.

В таблицу 13 сведём рассчитанные нагрузки.

Таблица 13 – Спрогнозированная нагрузка существующих ПС до 2030 г.

ПС	Активная нагрузка, МВт		
	$P_{CP}, MВт$	$P_{ЭФ}, MВт$	$P_{ПРОГ}, MВт$
Штыково	10,4	11,5	12,5
Кролевцы	12,3	13,2	14,8
Шахта-7	23,7	26,1	28,4
Западная	28,5	31,4	34,2
Наеждинская-тяга	8,4	9,3	10,1
Уссурийская-тяга	9,8	10,8	11,8
Кожзавод	17,6	19,3	21,1
Уссурийск-1	15,2	16,8	18,3
Уссурийск-2	14,9	16,4	17,9

## **2.2 Разработка вариантов подключения объекта.**

Целью раздела является сравнение и отбор наиболее экономически целесообразных вариантов электрической сети заданного района потребителей. Эти варианты необходимо обосновать, подчеркнуть их достоинства и недостатки, проверить на практическую осуществимость. Если все они могут быть реализованы, то, в конечном счёте, выбирается два варианта, один из которых имеет минимальную суммарную длину линий в одноцепном исполнении, а другой минимальным количеством выключателей.

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность её дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью [12].

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Намечаемые варианты не должны быть случайными - каждый основывается на ведущем принципе построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т.д.).

При разработке конфигурации вариантов сети используют следующие принципы:

- Нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, по не менее двум независимым линиям и перерыв в их электроснабжении допускается лишь на период автоматического включения резервного питания.

- Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривают питание по двум отдельным линиям либо по двухцепной линии.

- Для электроприемника III категории достаточно питания по одной линии.



- Разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки.

- В кольцевых сетях должен быть один уровень номинального напряжения.

- Применение простых электрических схем распределительных устройств с минимальным количеством трансформации.

- Вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения.

- Магистральные сети имеют по сравнению с кольцевыми имеют большую протяжённость ВЛ в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ меньшую стоимость потерь электроэнергии; кольцевые сети более надёжны и удобны при оперативном использовании.

- Необходимо предусмотреть развитие электрических нагрузок в пунктах потребления.

- Вариант электрической сети должен быть технически осуществим, т. е. должны существовать трансформаторы, выполненные на рассматриваемую нагрузку и сечения линий на рассматриваемое напряжение.

Схемы РУ ПС при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

1. Обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий (ВЛ), трансформаторов и автотрансформаторов (Т) и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития ПС;

2. Обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования;

3. Учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;

4. Обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы.

5. Обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности.

6. Схемы РУ должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт [10].

В зависимости от взаимного расположения подстанций и источников питания, разрабатываются к рассмотрению два варианта конфигурации электрической сети с учетом принципов проектирования.

На схеме реконструкции № 1 произведена замена двух трансформаторов ТДН-16000/110 на ПС Шахта-7 на трансформаторы ТДН-25000/110 и провода на ВЛ Западная – Шахта-7 (в связи с реконструкцией ЛЭП в черте города проектируется строительство кабельной линии длиной 6 км).

На схеме реконструкции № 2 произведено увеличение количества трансформаторов на ПС Шахта-7 (3 трансформатора ТДН-16000/110) с последующим изменением схему ОРУ на схему 13-Две рабочие системы шин [10]; спроектировано строительство кабельной линии Западная – Шахта-7 длиной 6 км.

Однолинейные схемы разработанных вариантов представлены на листе 2 графической части выпускной квалификационной работы.

Для определения оптимального варианта подключения требуется провести технико-экономическое сравнение предложенных вариантов

### **2.3 Технико-экономическое сравнение вариантов**

Капитальные вложения представляют собой затраты материальных, технических и трудовых ресурсов в денежной форме, направленные на воспроизводство основных фондов. Это затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий. При строительстве создаются новые производственные мощности в виде самостоятельных предприятий, филиалов и отдельных производств. Кроме того, к новому строительству относится строительство на новой площади

объекта взаимоликвидируемого предприятия, при эксплуатации которого достигаются лучшие по сравнению с ликвидируемым предприятием экономические показатели по техническим или санитарно-техническим требованиям [14].

Расчеты капитальных вложений при отсутствии сметных данных могут приниматься по аналогам или укрупненным показателям стоимости линий и ПС с применением индексов пересчета на дату разработки проектных материалов.

Одни и те же элементы, повторяющиеся во всех вариантах, не учитываются.

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями [14].

Расчет капитальных вложений производят по укрупненным стоимостным показателям. Расчет производится на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции ( $K_{инфл}=9,1\%$ ) [8]. Определяют капитальные вложения по подстанциям, учитывая постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, стоимость РУ ВН и РУ СН, стоимость компенсирующих устройств.

$$K = K_{ПС} + K_{ЛЭП} \quad (14)$$

Капиталовложения на сооружения ПС и станций состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, млн.руб:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (15)$$

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

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств, установленных на подстанциях, которая зависит этих мощностей;

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

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат, которая зависящая от тех же показателей что и стоимость ОРУ.

Стоимость электрооборудования, которое необходимо установить приводится к текущему году при помощи коэффициента инфляции в соответствии с [7].

Капиталовложения для строительства ЛЭП рассчитываются по формуле:

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (16)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость одного километра линии;

$L_{\Sigma}$  – длина ЛЭП.

Для дальнейшего расчета необходимо определить потери в линиях и трансформаторах. Расчет нагрузочных потерь производится по среднеквадратичной мощности с учетом компенсации реактивной мощности. Потери холостого хода являются условно-постоянными для трансформаторов в течение всего года. Потери на коронный разряд являются условно-постоянными для воздушных линий (учитываются для линий напряжением 220 кВ и выше).

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям, состоят из потерь в трансформаторах и в воздушных линиях:

$$\Delta W = \Delta W_{ЛЭП} + \Delta W_{ТР}, \quad (17)$$

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{ЛЭП} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{неск}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{неск}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ЛЭП} \cdot T_Л + \Delta W_K, \quad (18)$$

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

$\Delta W_K$  – потери на корону, которые учитываются в ВЛ 220 кВ и выше.

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

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{ТР} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{неск}^3)^2}{2 \times U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{неск}^Л)^2}{2 \times U_{НОМ}^2} \cdot R_{ТР} \cdot T_Л + 2 \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_Г, \quad (19)$$

где  $P_{ЭФ}$ ,  $Q_{ЭФ}$  – реактивная и активная эффективные мощности ПС (нагрузка);

$R_{ТР}$  – активное сопротивление установленного трансформатора;

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

$T_Г$  – годовое количество часов.

Ежегодные издержки на эксплуатацию электрической сети включают в себя:

- 1) издержки на эксплуатацию и ремонт ( $I_{РЭО}$ );
- 2) амортизационные издержки ( $I_{АМ}$ );
- 3) стоимость потерь электроэнергии ( $I_{\Delta W}$ ).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (20)$$

где  $\alpha_{\text{тэоЛЭП}}$ ,  $\alpha_{\text{тэоПС}}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ЛЭП и ПС ( $\alpha_{\text{тэоЛЭП}} = 0,008$ ;  $\alpha_{\text{тэоПС}} = 0,059$ ).

Амортизационные издержки за рассматриваемый период службы ( $T_{\text{СЛ}} = 20$  лет) вычисляются по формуле:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K}{T_{\text{СЛ}}}, \quad (21)$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (22)$$

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

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии. На данный момент

$C_{\Delta W} = 3$  руб/кВт×ч [9].

По формуле (23) найдем издержки для трех вариантов, тыс.руб:

$$I = I_{\text{РЭО}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W} \quad (23)$$

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (24)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования;

$K$  – капиталовложения, требуемые на сооружение или реконструкцию электрической сети;

$I$  – издержки.

Результаты технико-экономического расчета сведем в таблицы 14,15.

Таблица 14 – Капиталовложения для двух вариантов развития сети

К, млн.руб	Вариант 1	Вариант 2
К <sub>КЛ</sub>	600	600
К <sub>ОРУ</sub>	-	114,7
К <sub>ТР</sub>	129,2	53,69
К <sub>ПОСТ</sub>	100,1	100,1
К <sub>ПС</sub>	229,3	268,4
К	829,3	868,4

Таблица 15 – Издержки на строительство и приведенные затраты

Издержки, млн.руб	Вариант 1	Вариант 2
И <sub>РЭО</sub>	16,57	18,52
И <sub>АМ</sub>	49,17	50,74
И <sub>ΔW</sub>	2,669	2,669
И <sub>общие</sub>	68,1	71,93
З	151,3	158,8

Найдем погрешность:

$$\varepsilon = \frac{158,8 - 151,3}{158,8} \cdot 100 = 5,1 \%$$

Если приведенные затраты отличаются больше, чем на 5 %, то выбираем вариант, где  $Z$  меньше. Если нет, то выбираем вариант, где  $I_{\Delta W}$  меньше. К разработке принимаем первый разработанный вариант реконструкции сети – установка на ПС Шахта-7 двух новых трансформаторов ТДН-25000/110 и строительство КЛ Западная – Шахта-7.

Расчеты капиталовложений приведены в приложении Б.

### 3 РЕКОНСТРУКЦИЯ СЕТИ

#### 3.1 Разработка однолинейной схемы реконструируемой ПС

На ПС Шахта-7 применена схема 4Н-Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий [10]. Данная схема представлена на рисунке 5.

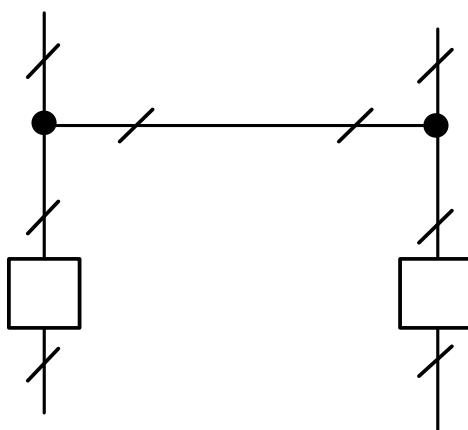


Рисунок 5 – 4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

Для проведения реконструкции ПС Шахта-7 примем к строительству на ПС схему 5Н -Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линии.

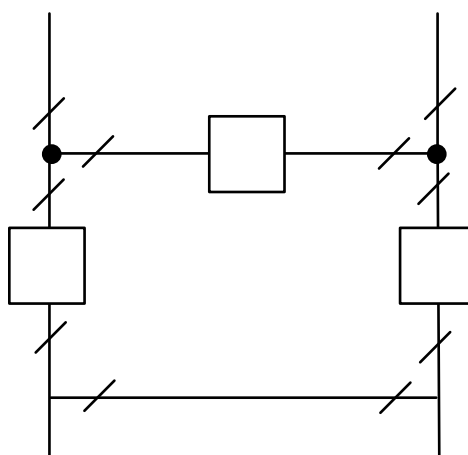


Рисунок 6 – 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов



Однолинейная схема реконструируемой ПС 110 кВ Шахта-7 представлена на листе 3.

### 3.2 Выбор сечения линии электропередачи

Размер сечения проводника является одним из важных параметров линии. Чем больше принимаемое к эксплуатации сечение, тем больше затраты на сооружение ЛЭП и амортизационные отчисления.

Для реконструкции участка сети Приморского края необходимо провести проектирование кабельной линии Западная – Шахта-7 длиной 6 км.

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена могут прокладываться в воздухе, в земле, в железобетонных лотках, в трубах, в кабельных помещениях. В зависимости от условий прокладки выбирается марка кабеля. Выбор номинального сечения жил производится по длительно допустимому току.

Допустимый ток кабеля в режиме перегрузки при прокладке в земле рассчитывается следующим образом:

$$I_{ДП} = I_{max} \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (25)$$

где  $I_{max}$  – расчётный ток, А;

$I_{ДП}$  – расчетный длительно допустимый ток, А;

$K_1$  – поправочный коэффициент на глубину прокладки 1,5м ( $K_1=1,0$ );

$K_2$  – поправочный коэффициент при прокладке кабеля в трубах в земле при длине трубы более 10 м ( $K_2=0,94$ );

Максимальный ток в кабельных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{n_{\phi} \cdot U_{ном} \cdot \sqrt{3}}, \quad (26)$$

где  $I_{\max}$  – максимальный ток, кА;

$P_{\max}$ ,  $Q_{\text{неск}}$  – потоки активной максимальной и максимальной некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой по линии, МВт, Мвар;

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, кВ.

Рассчитаем максимальный и расчетный ток на участке сети

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{28,4^2 + 6,6^2}}{1 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} = 0,155 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{ДП}} = 0,155 \cdot 1 \cdot 0,94 = 0,146 \text{ кА.};$$

В аварийном режиме по линии потечет ток, в два раза превышающий ток, протекающий по линии в нормальном режиме (0,292 А). Исходя из полученных результатов, примем к использованию кабель АПвП2г сечением 185 мм<sup>2</sup>.

Расшифровка марки кабеля:

А – алюминиевая токопроводящая жила;

Пв – изоляция жил из сшитого полиэтилена;

П – оболочка из полиэтилена

2г – двойная герметизация.

### 3.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется исходя их значений средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности и вычисляется по формуле, приведенной ниже. Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по надежности электроснабжения. Для 1 и 2 категории на подстанции, питающей потребителя, должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью.

Определим расчетную мощность трансформаторов для выбора из каталога, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (27)$$

где  $n$  – число трансформаторов, установка которых требуется на ПС;

$K_3$  – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

$P_{срi}$  – среднее значение активной мощности;

$Q_{нескi}$  – некомпенсированная мощность.

С учетом прироста нагрузка на ПС Шахта-7 составляет 28,4+j6,6 МВт.

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{28,4^2 + 6,6^2}}{2 \cdot 0,7} = 20,8 \text{ МВт.}$$

Выбираем трансформатор ТДН-25000/110 [5].

Номенклатура трансформатора:

Т – трехфазный;

Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;

Н – с регулированием напряжения под нагрузкой;

25000 – номинальная мощность трансформатора;

110 – номинальное напряжение верхней обмотки.

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}. \quad (28)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,8.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{28,4^2 + 6,6^2}}{2 \cdot 25} = 0,58.$$

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{ТРном}}, \quad (29)$$

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{28,4^2 + 6,6^2}}{25} = 1,16.$$

Коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме не должен превышать значения 1,4. Утверждаем трансформатор ТДН-25000/110 в соответствии с проверкой в послеаварийном режиме.

### 3.4 Выбор компенсирующих устройств

Так как отсутствие КРМ приводит к увеличению потоков реактивной мощности в сети, а также к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей, росту тарифов (что невыгодно для потребителя), росту потерь (что невыгодно для энергетических предприятий), снижению управляемости режимами работы сетей, в сети необходимо проводить КРМ.

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого либо среднего напряжения. Определим требуемую мощность КУ:

$$Q_{КВи} = P_{\max} \cdot (tg \varphi_{зadи} - tg \varphi_p), \quad (30)$$

где  $P_{\max}$  – максимальная мощность, МВт;

$tg\varphi_{зadи}$  – фактический коэффициент реактивной мощности (в настоящее время равен 0,32, так как нагрузка на ПС Шахта-7 равна 20,2 +j6,6);

$tg\varphi_p$  – предельный коэффициент реактивной мощности, установленный Приказом Министерства энергетики Российской Федерации 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 [16].

Принимаем  $tg\varphi_p = 0,4$ .

$$Q_{KV_i} = 28,4 \cdot (0,32 - 0,4) = -11,04 \text{ Мвар.}$$

Принимаем к установке на ПС Шахта-7 компенсирующее устройство КС2 -6,3- 17,5 -2УЗ [5].

### 3.5 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети

Воспользуемся рассчитанным режимом сети, приведенным выше. В данном режиме проведены изменения: заменены трансформаторы на ПС Шахта-7 и проводник ЛЭП Западная – Шахта-7. Графическая часть расчета представлена на рисунке 7.

Таблица 16 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	6
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,075
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5
нейт - г2	3,2	131			0,07
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,134
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,134
Западная - Шахта-7	1,45	2,56	-16,4		

1	2	3	4	5	6
Шахта-7 - АТЭЦ 110	3,5	4,71	-38,3		
Западная - Надеждинская-тяга	9,5	20,16	-129,6		
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	3,2	6,8	-44,28		
Уссурийск-тяга - отпайка	0,14	0,2	-1,27		
отпайка - Кожзавод	0,33	0,47	-2,8		
отпайка - Уссурийск- 2	4,59	6,51	-39,15		
Кожзавод - Уссурийск-1	1,2	1,98	-12,7		
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	7,48	19,2	-126		
АТЭЦ 110 - отпайка1	0,5	1,07	-6,9		
АТЭЦ 110 - отпайка2	0,5	1,07	-6,9		
отпайка1 - отпайка3	1,55	3,29	-21,1		
отпайка2 - отпайка4	1,55	3,29	-21,1		
отпайка3 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
отпайка4 - Западная	5,58	11,8	-76,38		
Штыково - отпайка1	0,53	1,14	-7,33		
Штыково - отпайка2	0,53	1,14	-7,33		
Кролевцы - отпайка3	0,32	0,62	-4,32		
Кролевцы - отпайка4	0,32	0,62	-4,32		
Шахта-7 - Шахта-7 нн	2,54	55,9	13,23	2,27	0,06
Шахта-7 - Шахта-7 нн	2,54	55,9	13,23	2,27	0,06

Таблица 17 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
1	2	3	4	5	6	7
АТЭЦ 220	220					
г1	16			59,8	-25,5	16
г2	16			30,0	0,6	16
АТЭЦ 110	110					
г3	16			40,0	50,5	16
г4	16			45,0	50,6	16
нейт	220					
Западная	110	34,2	7,4			
Шахта-7	110					
Надеждинская-тяга	110	10,1	8,6			

1	2	3	4	5	6	7
Уссурийск-тяга	110	11,8	12,3			
Кожзавод	110	21,1	3,6			
Уссурийск-1	110	18,3	2,7			
Уссурийск-2	110	17,9	2,85			
отпайка	110					
отпайка1	110					
отпайка2	110					
отпайка3	110					
отпайка4	110					
Штыково	110	12,5	2,9			
Кролевцы	110	14,8	2,6			
Шахта-7 нн	6	28,4	6,6			

Проведем анализ потерь и токовой загрузки сети.

Таблица 18 – Токовая загрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$ , %
Западная - Шахта-7	135,6	135,5	380,0	35,7
Шахта-7 - АТЭЦ 110	288,0	287,5	510,0	56,5
Западная - Надеждинская-тяга	162,2	165,1	445,0	37,1
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	100,6	100,9	445,0	22,7
Уссурийск-тяга - отпайка	64,0	64,0	330,0	19,4
отпайка - Кожзавод	91,3	91,2	330,0	27,7
отпайка - Уссурийск-2	98,9	99,3	330,0	30,1
Кожзавод - Уссурийск-1	196,3	196,0	380,0	51,7
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	292,6	289,7	510,0	57,4
АТЭЦ 110 - отпайка1	173,0	173,2	440,0	39,4
АТЭЦ 110 - отпайка2	173,0	173,2	440,0	39,4
отпайка1 - отпайка3	140,8	141,3	440,0	32,1
отпайка2 - отпайка4	140,8	141,3	440,0	32,1
отпайка3 - Западная	103,5	105,4	440,0	24,0
отпайка4 - Западная	103,5	105,4	440,0	24,0
Штыково - отпайка1	32,5	32,4	440,0	7,4
Штыково - отпайка2	32,5	32,4	440,0	7,4
Кролевцы - отпайка3	38,3	38,2	440,0	8,7
Кролевцы - отпайка4	38,3	38,2	440,0	8,7

Все рассматриваемые ВЛ на рассматриваемом участке являются ненагруженными (менее или близко к 30%).

Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше  $\pm 10\%$ .

Таблица 19 – Потери активной мощности

Uном	$\Delta P$ , МВт	$dP_{л\text{эп}}$ , МВт	$dP_{тр}$ , МВт	$P_{хх}$ , МВт	$P_{кор.}$ , МВт
220	0,49	-	0,32	0,17	-
110	5,23	4,64	0,32	0,24	-

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 5,72 МВт, что составляет 3,2 % от генерируемой мощности (175 МВт). После реконструкции сети произошло уменьшение количества потерь.



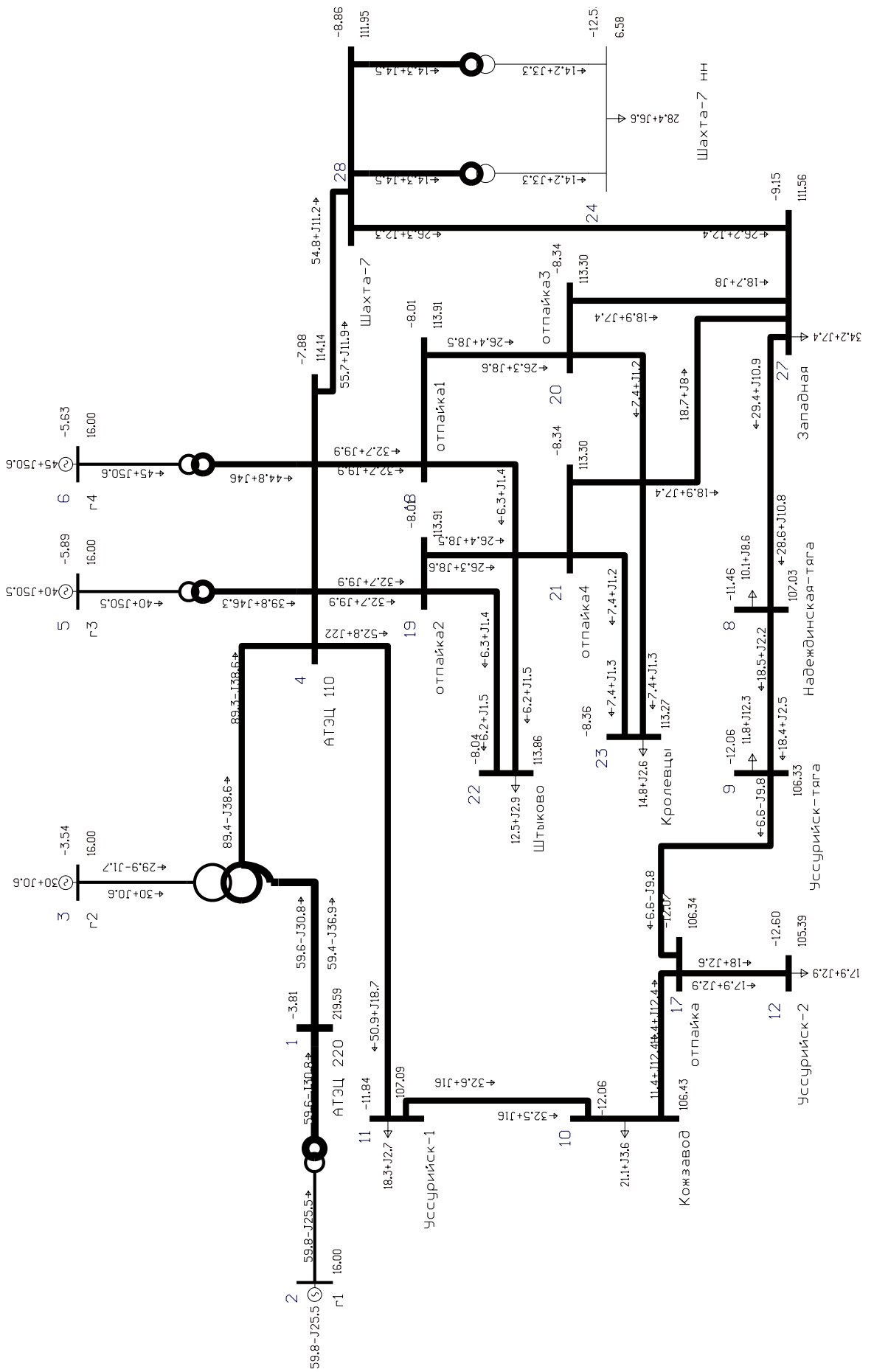


Рисунок 7 – Графика нормального режима

Проведем расчет послеаварийного режима: ЛЭП Уссурийск-1 - АТЭЦ.

Таблица 20 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,075
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5
нейт - г2	3,2	131			0,07
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,134
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,134
Западная - Шахта-7	1,45	2,56	-16,4		
Уссурийск-тяга	110	11,8	12,3		
Кожзавод	110	21,1	3,6		
Уссурийск-1	110	18,3	2,7		
Уссурийск-2	110	17,9	2,85		
отпайка	110				
отпайка1	110				
отпайка2	110				
отпайка3	110				
отпайка4	110				
Штыково	110	12,5	2,9		
Кролевцы	110	14,8	2,6		
Шахта-7 нн	6	28,4	6,6		

Таблица 21 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$ , кВ
		$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар	$P_g$ , МВт	$Q_g$ , МВар	
1	2	3	4	5	6	7
АТЭЦ 220	220					
г1	16			72,4	-19,5	16
г2	16			30,0	4,5	16
АТЭЦ 110	110			0,0	0,0	0
г3	16			40,0	61,6	16
г4	16			45,0	61,6	16
нейт	220					
Западная	110	34,2	7,4			
Шахта-7	110					
Надеждинская-тяга	110	10,1	8,6			

1	2	3	4	5	6	7
Уссурийск-тяга	110	11,8	12,3			
Кожзавод	110	21,1	3,6			
Уссурийск-1	110	18,3	2,7			
Уссурийск-2	110	17,9	2,85			
отпайка	110					
отпайка1	110					
отпайка2	110					
отпайка3	110					
отпайка4	110					
Штыково	110	12,5	2,9			
Кролевцы	110	14,8	2,6			
Шахта-7 нн	6	28,4	6,6			

Таблица 22 – Токовая нагрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$ , А	Ток конца ветви $I_{кон}$ , А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$ , А	Токовая нагрузка $I/I_{доп}$ , %
Западная - Шахта-7	335,7	335,4	380,0	88,4
Шахта-7 - АТЭЦ 110	494,1	493,3	510,0	96,9
Западная - Надеждинская-тяга	565,4	568,7	445,0	127,8
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	488,1	488,9	445,0	109,9
Уссурийск-тяга - отпайка	392,6	392,6	330,0	119,0
отпайка - Кожзавод	269,4	269,4	330,0	81,6
отпайка - Уссурийск-2	123,4	123,7	330,0	37,5
Кожзавод - Уссурийск-1	125,1	125,2	380,0	32,9
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	0,0	0,0	510,0	0,0
АТЭЦ 110 - отпайка1	272,2	272,4	440,0	61,9
АТЭЦ 110 - отпайка2	272,2	272,4	440,0	61,9
отпайка1 - отпайка3	240,6	241,2	440,0	54,8
отпайка2 - отпайка4	240,6	241,2	440,0	54,8
отпайка3 - Западная	204,5	206,9	440,0	47,0
отпайка4 - Западная	204,5	206,9	440,0	47,0
Штыково - отпайка1	32,9	32,8	440,0	7,5
Штыково - отпайка2	32,9	32,8	440,0	7,5
Кролевцы - отпайка3	39,0	38,9	440,0	8,9
Кролевцы - отпайка4	39,0	38,9	440,0	8,9

В послеаварийном режиме наблюдается перегрузка ЛЭП Западная - Шахта-7, Шахта-7 - АТЭЦ 110, Западная - Надеждинская-тяга, Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга, Уссурийск-тяга – отпайка.э

Напряжения во всех узлах сети соответствуют ГОСТ 32144-2013, по которому отклонение напряжения в узлах сети не должно быть больше  $\pm 10\%$ .

Таблица 23 – Потери активной мощности

Uном	$\Delta P$ , МВт	$dP_{\text{ЛЭП}}$ , МВт	$dP_{\text{тр}}$ , МВт	$P_{\text{хх}}$ , МВт	$P_{\text{кор.}}$ , МВт
220	0,57	-	0,4	-	-
110	17,75	17,1	0,39	0,26	-

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 18,32 МВт, что составляет 9,7 % от генерируемой мощности (187 МВт).

В данном разделе была произведена разработка варианта подключения реконструкции сети: выбор сечения провода ЛЭП, трансформатора, проверка режима при подключении нового потребителя.

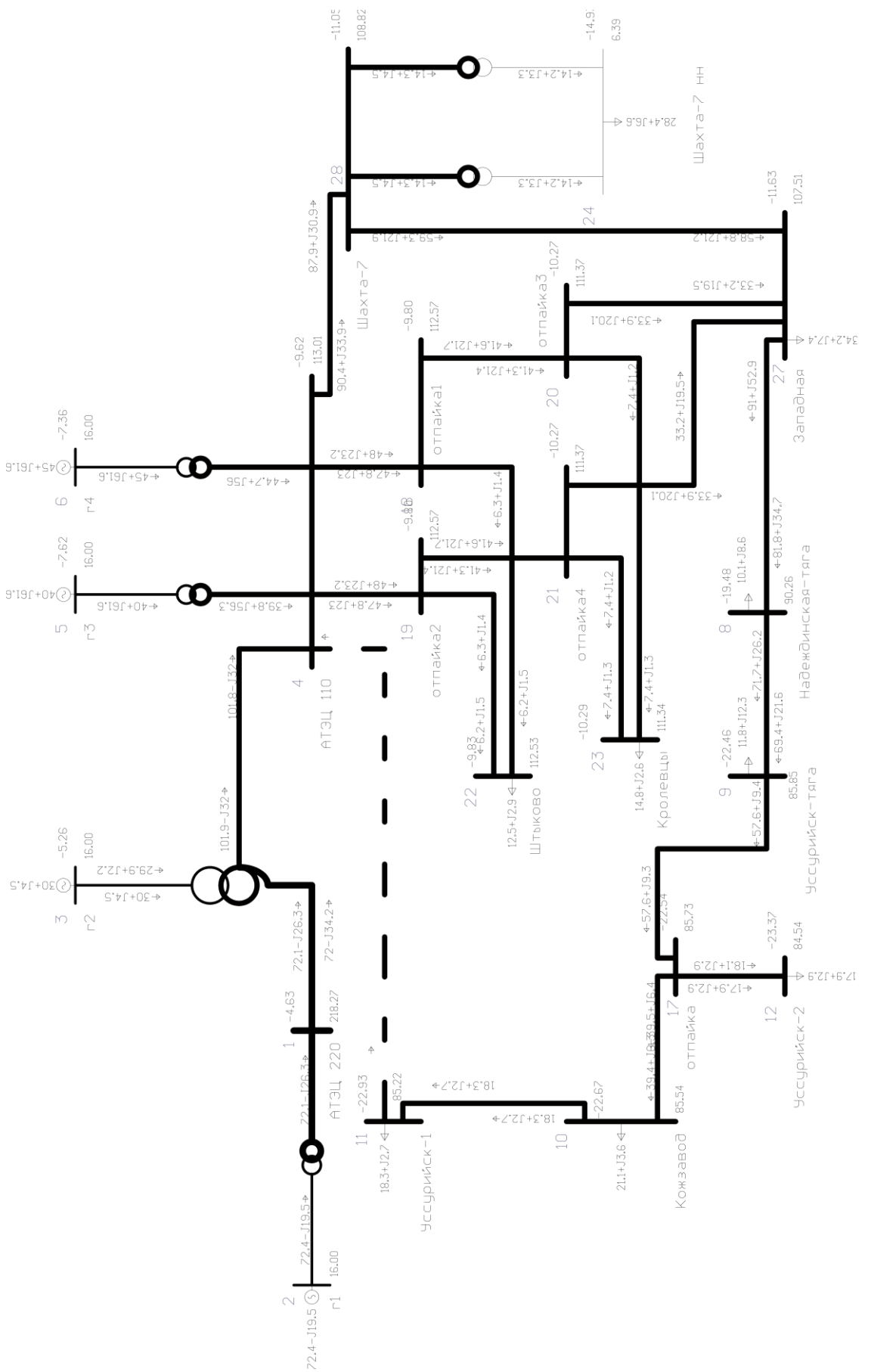


Рисунок 8 – Графика послеаварийного режима

#### 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для проверки уставок релейной защиты и автоматики. Основная цель расчета состоит в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет аperiodической составляющей производится приближенно, исходя из допущения, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

Расчет токов КЗ как при проектировании систем и элементов электроснабжения, так и при анализе работы существующих систем преследует две цели:

- определение максимально возможных токов КЗ для проверки проводников и аппаратов на термическую и динамическую стойкость к токам КЗ, для выбора мер по ограничению токов КЗ или времени их действия;

- определение минимально возможных токов КЗ для проверки чувствительности защиты, правильного выбора систем и параметров срабатывания защиты и определения максимально возможного времени срабатывания защиты [15].

Особенностью расчета токов КЗ в сельских электрических сетях является:

- необходимость учитывать активные и индуктивные сопротивления всех элементов цепи КЗ;

- при питании от энергосистемы не учитывается затухание периодической составляющей тока КЗ ввиду большой электрической удаленности генераторов;

- при питании от маломощных местных генераторов напряжением выше 1000 В затухание периодической составляющей тока КЗ не учитывается, если мощность генератора превышает мощность питающего трансформатора в пять и более раз;

- при питании от автономных или аварийных генераторов напряжением 0,4 кВ затухание учитывается независимо от мощности генератора.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПВК «RastrWin3». Программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК «RastrWin3». Основной является схема замещения прямой последовательности. Необходимые данные были получены и внесены в ПВК в предыдущем пункте. Все исходные данные сохраняются в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия» [6].

Несимметрия рассчитывается по данным шаблона «динамика.rst» с заданной информацией по параметрам схем прямой последовательности.

Для расчета токов КЗ в ПВК RastrWin 3 необходимо определить реактивное сопротивление прямой последовательности генератора и его ЭДС.

$$x = \frac{x''_d \cdot U_{ном}^2}{S_n}, \quad (31)$$

$$E = E''_d \cdot U_{ном}. \quad (32)$$

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генератора ТВФ-120-2У3 по формуле 24:

$$x_{n.n.} = \frac{0,192 \cdot 16^2}{100} = 0,491$$

Реактивное сопротивление обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$x_{o.n.} = 1,22 \cdot x_{n.n.}, \quad (33)$$

$$x_{o.n.} = 1,22 \cdot 0,491 = 0,599.$$

Аналогично проводятся расчеты для оставшихся генераторов.

Расчеты ТКЗ представлены в таблицах 24, 25.

Таблица 24 – Узлы/Несим/ИД

Номер	Название	Номинальное напряжение
1	АТЭЦ 220	220
2	г1	16
3	г2	16
4	АТЭЦ 110	110
5	г3	16
6	г4	16
7	нейт	220
8	Западная	110
9	Шахта-7	110
10	Надеждинская-тяга	110
11	Уссурийск-тяга	110
12	Кожзавод	110
13	Уссурийск-1	110
14	Уссурийск-2	110
15	отпайка	110
16	отпайка1	110
17	отпайка2	110
18	отпайка3	110
19	отпайка4	110
20	Штыково	110
21	Кролевцы	110
22	Шахта-7 нн	6

Таблица 25 – Ветви/Несим/ИД

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
1	2	3	4	5	
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,075
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5



Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6
нейт - г2	3,2	131			0,07
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,134
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,134
Западная - Шахта-7	1,45	2,56	-16,4		
Уссурийск-тяга	110	11,8	12,3		
Кожзавод	110	21,1	3,6		
Уссурийск-1	110	18,3	2,7		
Уссурийск-2	110	17,9	2,85		
отпайка	110				
отпайка1	110				
отпайка2	110				
отпайка3	110				
отпайка4	110				
Штыково	110	12,5	2,9		
Кролевцы	110	14,8	2,6		
Шахта-7 нн	6	28,4	6,6		

Полученные результаты расчета ТКЗ приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Токи трехфазного КЗ на шинах ПС Шахта-7

Напряжение, кВ	Значение ТКЗ, кА
6	27,7
110	5,59

В данном разделе был проведен расчет токов короткого замыкания на шинах ВН/НН реконструируемой ПС 110 кВ Шахта-7 в ПВК RastrWin 3.

## 5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ВН

Высоковольтное оборудование подстанций представляет собой комплекс преобразователей и распределительных устройств. В состав таких электроустановок входят: понижающие трансформаторы, коммутационные аппараты, средства автоматизации и защиты, а также измерительные приборы, токоведущие шины и вспомогательные элементы.

Наладочные работы проводятся специализированными наладочными подразделениями, которые входят в состав строительных и эксплуатационных организаций.

Персонал осуществляет наладку и подготовку смонтированного оборудования, а также вспомогательного комплекса устройств и установок.

От качества работы подразделения зависит работа нового оборудования, его надёжность и экономичность в процессе эксплуатации.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- высоковольтных коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей);
- измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения;
- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами.

Выбранные для установки токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок, находящихся под напряжением, не только в нормальном режиме, но так же и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, такие как географическое расположение электростанции или подстанции, т.е. климатические условия, в которых будет находиться оборудование, род установки (наружный или внутренний).

## 5.1 Конструктивное исполнение РУ ПС

Тип распределительного устройства ВН ПС 110 кВ Шахта-7 – открытое распределительное устройство. Открытые распределительные устройства (ОРУ) — распределительные устройства, у которых силовые проводники располагаются на открытом воздухе. Все элементы ОРУ размещаются на бетонных или металлических основаниях.

Расстояния между элементами выбираются согласно ПУЭ.

ОРУ позволяют использовать сколь угодно большие электрические устройства, чем, собственно, и обусловлено их применение на высоких классах напряжений.

Изготовление ОРУ не требует дополнительных затрат на строительство помещений.

ОРУ удобнее ЗРУ в плане расширения и модернизации.

Возможно визуальное наблюдение всех аппаратов ОРУ. Эксплуатация ОРУ затруднена в неблагоприятных погодных условиях, кроме того, окружающая среда сильнее воздействует на элементы ОРУ, что приводит к их раннему износу.

На РУ НН принимаем к установке комплектное распределительное устройство. Комплектное распределительное устройство (КРУ) - распределительное устройство, собранное из типовых унифицированных блоков (ячеек) высокой степени готовности, собранных в заводских условиях [12].

Распределительное устройство содержит набор коммутационных аппаратов, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства РЗиА и средства учёта и измерения. Комплектные распределительные устройства могут использоваться как для внутренней, так и для наружной установки (в этом случае их называют КРУН). КРУ широко применяются в тех случаях, где необходимо компактное размещение распределительного устройства.

В частности, КРУ применяют на электрических станциях, городских подстанциях, для питания объектов нефтяной промышленности (нефтепроводы, буровые установки), в схемах энергопотребления судов.

Среди шкафов КРУ, отдельно выделяют камеры сборные одностороннего обслуживания (КСО). Одностороннее обслуживание позволяет ставить КСО непосредственно к стене или задними стенками друг к другу, что позволяет экономить место (важно в условиях высокой плотности городской застройки).

## 5.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

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

Максимальные рабочие токи для обоих классов напряжения рассчитываются по формуле 26, кА:

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (34)$$

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{29,13}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,155 \text{ кА.}$$

Аналогично считается ток для низкой стороны.

$$I_{\max \text{ нн}} = \frac{29,13}{\sqrt{3} \cdot 6} = 2,85 \text{ кА.}$$

Так же для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости,  $\text{kA}^2\text{c}$ :

$$B_K = I_{no}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (35)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения;

$T_a$  - постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ос}, \quad (36)$$

где  $t_{рз}$  - время релейной защиты, равное 0,3 с;

$t_{ос}$  - 0,055 с.

Используя формулу 27, получим требуемую величину:

$$B_K = 5,59^2 \cdot (0,3 + 0,055) = 10,3 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 110 кВ, а также на выходе трансформаторов 110 кВ. Данные расчетов сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Выключатель ВГТ-110-П-40/2000У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 62 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 5,59 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$I_{по} = 5,59 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$B_K = 10,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K < I_{mn}^2 \cdot t_{mn}$

Выключатель подходит для установки по требуемым параметрам. Ниже приведена расшифровка марки выбранного выключателя.

Выключатель подходит для установки по требуемым параметрам. Ниже приведена расшифровка марки выбранного выключателя.

ВГ - выключатель элегазовый;

Т - условное обозначение конструктивного исполнения;

110 - номинальное напряжение, кВ;

II - категория по длине пути утечки по внешней изоляции;

40 - номинальный ток отключения, кА;

2000 - номинальный ток, А;

У1 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89. привода ППрК-1800С:

П - привод;

Пр - пружинный;

К - кулачковый;

1800 - работа статического включения, Дж;

С - специальный.

### 5.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта [12].

Разъединители выбираются по конструктивному исполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ. Данные расчетов сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Разъединитель РДЗ-110/1000 НУХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 5,59 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{max} < I_{ном}$
$B_k = 10,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 31,5 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 31,5^2 \cdot 3 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка марки выбранного разъединителя:

Р - разъединитель;

Д - двухколонковый;

З - наличие заземлителей;

110 - номинальное напряжение;

1000 - номинальный ток;

НУХЛ - климатическое исполнение;

1- категория размещения.

#### **5.4 Выбор ячеек КРУ**

Комплектное распределительное устройство – это распределительное устройство, которое представляет собой закрытые шкафы с наличием встроенных в них электрических аппаратов, измерительных и защитных приборов и вспомогательных устройств.

Шкафы с оборудованием, полностью собранным и готовым к работе, поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины, имеющиеся на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ увеличивает скорость монтажа распределительного устройства, позволяет уменьшить размер территории, отводимой под КРУ. КРУ безопасно в обслуживании, потому как все части, находящиеся в нормальном режиме под напряжением, закрыты от проникновения металлическим кожухом.

В данном дипломном проекте целесообразно принять КРУ серии К – 104. Шкаф КРУ представляет собой жесткий металлический корпус, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания, эксплуатации и локализации аварий корпус КРУ разделен на отсеки с помощью металлических перегородок и автоматически закрывающихся металлических шторок. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить габариты шкафа по сравнению со сборными

РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

На низкой стороне подстанции выбираем комплектное распределительное устройство внутренней установки 10 кВ марки К-104 со встроенными выключателями марки ВВЭ-10 с электромагнитным приводом. Основные параметры шкафа КРУ серии К-104 приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Основные параметры шкафа КРУ серии К -104

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Параметры	Значения
Электродинамическая стойкость, кА	81
Тип выключателя	ВК/ВВЭ – 6/10
Тип привода к выключателю	Электромагнитный и пружинный
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Габариты шкафа, мм: Ширина / глубина /высота	750/1200/2100
Масса шкафа отходящей линии, кг	600-880
Трансформатор тока	ТЛМ-6/10
Трансформатор напряжения	НАМИ-6/10
Ограничители перенапряжения	ОПН – 6/10У

Проверка выключателя осуществляется по формулам, которые приведены выше. Данные расчетов сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H, \text{MAX}} = 1000 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} = 692 \text{ А}$	$I_{p \text{MAX}} \leq I_{H \text{MAX}}$
$I_{H, \text{МИН}} = 600 \text{ А}$	$I_{p \text{МИН}} = 69 \text{ А}$	$I_{p \text{МИН}} \leq I_{H \text{МИН}}$
$B_K = 85 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_K$
$I_{\text{ВКЛ}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 27,7 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$



## 5.5 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 [13].

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-УХЛ1. Данные расчетов сведены в таблицу 31.

Таблица 31 – Трансформатор тока ТОГФ-110-УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 69 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,46 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 6,875 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 40 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 10,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 16 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

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

$$Z_{2р} = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (37)$$

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

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

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}. \quad (38)$$

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

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

Выберем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм<sup>2</sup>. Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – ПВХ пластикат; броня - две стальные ленты; защитный покров – пропитанная кабельная пряжа, Ом:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{пр}}} \quad (39)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 150}{4} = 1,06 \text{ Ом}$$

где  $l_{\text{расч}} = 100$  м – расчётная длина провода для РУ 100 кВ;

$\rho = 0,0283$  Ом·мм/м – удельное сопротивление для меди;

$S_{\text{пр}}$  – сечение проводов, принимаем  $S_{\text{пр}} = 4$  мм<sup>2</sup>.

$$Z_{2p} = 0,3 + 1,06 + 0,1 = 1,46 \text{ Ом}$$

В качестве основных приборов измерения и учета принимаем счётчики электрической энергии трёхфазные, активно/реактивные, многофункциональные Меркурий 230 ART. Счетчики подобного типа обеспечивают:

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

- Измерение пофазно тока, напряжения, частоты,  $\cos\phi$ , углов между фазными напряжениями;

- Передачу результатов измерений по интерфейсам CAN, RS485, IrDA, фазными напряжениями; частоту сети; текущее время и дату.

Количество ТТ и их вторичных обмоток должно обеспечивать отдельное подключение средств РЗА, АИИС КУЭ, ПА и других приборов. Для подключения АИИС КУЭ трансформаторы тока напряжением 220 кВ и выше должны иметь измерительную обмотку класса точности 0,2 S, для напряжения 150 кВ и ниже - 0,5 S.

Разные комплекты устройств РЗА должны подключаться к разным вторичным обмоткам класса «Р» с целью резервирования и обеспечения необходимой надежности. При отсутствии встроенных в другие аппараты ТТ или несоответствии класса точности встроенных в другие аппараты ТТ требуемому классу, применяются отдельностоящие ТТ.

В схемах присоединения ВЛ через развилку выключателей допускается установка ТТ на ВЛ между линейным разъединителем ВЛ и развилкой ошиновки на разъединители выключателей.

## **5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения**

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Для ОРУ 110 кВ выберем трансформатор напряжения НАМИ-110-УХЛ.

Трехфазные антирезонансные масляные трансформаторы напряжения серии НАМИ предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Данные расчета приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Трансформатор напряжения НАМИ-110-0,5–УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 69 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,46 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 6,875 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 40 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 10,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 16 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка маркировки ТН:

Н – трансформатор напряжения;

А – антирезонансный;

М – охлаждение – естественная циркуляция воздуха и масла;

И - для контроля изоляции сети;

110 – номинальное напряжение сети;

УХЛ1 – климатическое исполнение;

0,5 – класс точности.

При выборе типа и количества ТН следует руководствоваться следующим:

- Нагрузка на обмотки ТН не должна превышать допустимую. ТН должны иметь отдельную вторичную обмотку для подключения средств АИИС КУЭ и измерительных приборов класса точности не ниже 0,2 (для ВЛ 220 и выше) и не хуже 0,5 для остальных напряжений.

- Необходимо обеспечить работу ТН в требуемом классе точности при нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах работы сети [12].

- Следует предотвращать возможный феррорезонанс напряжений в РУ 110-500 кВ с ТН индуктивного типа и делительными конденсаторами, включенными параллельно гасительным камерам выключателей, а также при отсутствии конденсаторов и наличии большого числа присоединений. При наличии ТН

разных типов применение ТН индуктивного типа определяется на основании технико-экономического сравнения, учитывающего возможные мероприятия по устранению феррорезонанса, количества и стоимости примененного оборудования. Предпочтение следует отдавать антирезонансным ТН.

### **5.7 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН**

Гибкие шины и токопроводы крепят на гирляндах подвесных изоляторов с соблюдением достаточно большого расстояния между фазами.

Выбор сечения по нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}$$

Принимаем сечение по допустимому току.

110 кВ – АС-185/29, так как  $I_{\text{доп}} = 500 \text{ А}$  больше  $I_{\text{макс}} = 292 \text{ А}$ , то условие выполняется.

Проверка на термическое действие КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не производится, т. к. согласно [11], минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования на 35-110 кВ составляет  $70 \text{ мм}^2$ .

Проверка гибких шин по условиям схлестывания не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 110-35 кВ ПС меньше 20 кА [11].

Проверка по экономической плотности тока не производится, так как шины расположены на ОРУ [11].

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{\text{расч}}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки

$F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (40)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (41)$$

Выбор опорных изоляторов 110 кВ:

Выбираем опорные изоляторы ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 с  $F_{разр}=10000$  Н.

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \text{ Н}. \quad (42)$$

Рассчитаем нагрузку на головку изолятора по формуле (40):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6872^2 \cdot 0,5}{0,6} \cdot 10^{-7} = 7 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н}.$$

Данные расчетов сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p=110$ кВ	$U_H=110$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{РАСЧ}=7$ Н	$F_{ДОП}=6000$ Н	$F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$

Таким образом, был проведен выбор изоляторов на все классы номинального напряжения.

### 5.8 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители чаще всего подвешивают на линейных порталах [12].

Выбор ВЧ-заградителей производим по следующим условиям:

- по номинальному току;
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости.

Для ВЛ 110 кВ к ПС Шахта-7 к установке принимаем высокочастотный заградитель типа ВЗ-400-0,5 У1.

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЗ-400-0,5 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_n = 400 \text{ А}$	$I_{p,max} = 69 \text{ А}$	$I_p \leq I_{ном.}$
$I_T^2 \cdot t_T = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 10,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_T^2 \cdot t_T = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 10,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

На рисунке 9 представлена однолинейная схема реконструируемой ПС 110 кВ Шахта-7.

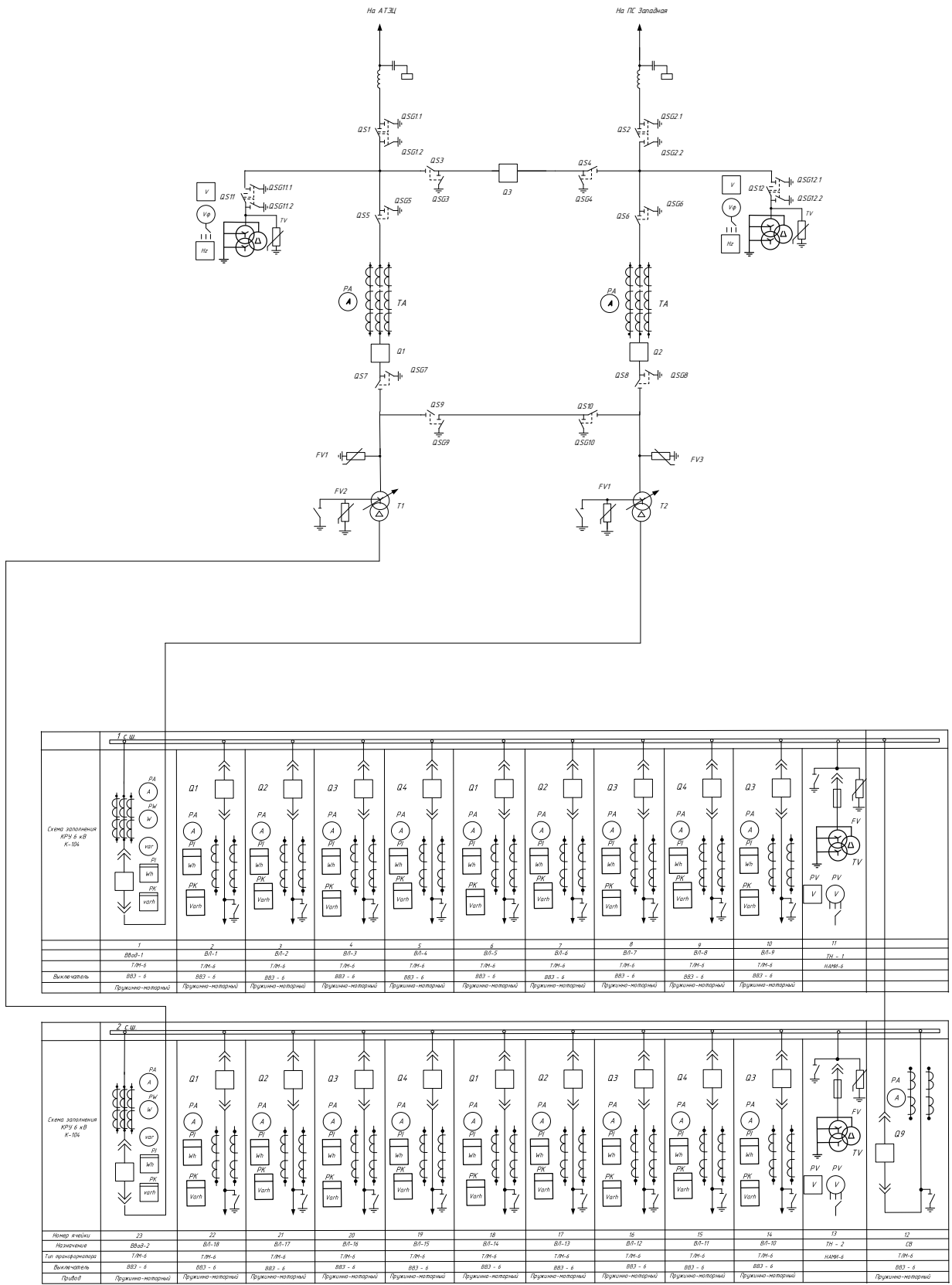


Рисунок 9 – Однолинейная схема ПС Шахта-7



## 6 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ РУ ВН ПС

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами. Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы.

ОРУ обычно защищаются несколькими молниеотводами.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку [17].

При установки на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

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

Различают следующие виды заземлений по назначению: защитное, молниезащиты, рабочее.

Для защиты персонала от напряжения прикосновения применяется защитное заземление. Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны быть заземлены.

Рабочее заземление требуется для обеспечения нормальной работы электроустановок. К рабочему заземлению относятся такие как заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты требуется для отвода токов молнии в землю.

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

Конструктивно заземление на подстанции представляет собой сетку, состоящую из горизонтальных заземлителей, которая имеет сторону квадрата кратную 6 м. В узлах данной сетки располагаются длинные вертикальные заземлители. Сетка закладывается на глубину 0,5-0,7 м. Сетка не должна проходить под фундаментом электрических установок. Вертикальные заземлители должны иметь диаметр не менее 10 мм.

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

Произведем расчет заземления ОРУ.

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

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

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (43)$$

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

$$S = (68,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (29,9 + 2 \cdot 1,5) = 2452 \text{ м}^2$$

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

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{m.n} = \pi \cdot R^2, \quad (44)$$

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

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

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (45)$$

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

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

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{6500^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 42,94 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (46)$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (47)$$

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

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

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

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

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{м.н} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{м.с}; \quad (48)$$

$$F_{м.н} = 113,097^3 \cdot F_{\min} = 48,21 \text{ мм}^2$$

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

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

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{п-п}}; \quad (49)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 2452}{6} = 817 \text{ м.}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (50)$$

$$m = \frac{817}{2 \cdot \sqrt{2452}} - 1 = 8.$$

Принимаем:  $m=8$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6,1 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

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

$$L = 2 \cdot \sqrt{2452} \cdot (8+1) = 812 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

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

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равное 25 м.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{2452}}{25} = 5,2.$$

Принимаем  $n_g = 6$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_{\epsilon} \cdot l_{\epsilon}} \right), \quad (53)$$

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

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

$$l_{\epsilon}/\sqrt{S_1} = 5/\sqrt{2452};$$

$$l_{\epsilon}/\sqrt{S_1} = 0,101.$$

Принимаем  $A=0,2$ .

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 50 \cdot \left( \frac{0,2}{\sqrt{2452}} + \frac{l}{817 + 30 \cdot 5} \right) = 0,112 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (54)$$

где  $I_M$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2452}}{(50 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 2,244.$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (55)$$

$$R_u = 0,112 \cdot 2,244 = 0,251;$$

$$R_u \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

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

## **6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты**

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода отстроено от свойства молнии, поражать предметы, находящиеся на возвышенности относительно других предметов. Благодаря этому защищаемый объект, имеющий меньшую высоту по сравнению с молниеотводом, практически не будет поражаться молнией, если будет соблюдаться условие, что его габариты полностью входят в зону защиты молниеотвода. Зоной, которую защищает молниеотвод, считается часть пространства, находящаяся вокруг молниеотвода, которая обеспечивает защиту объектов от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Такая зона имеет конусообразный вид.

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 ОРУ от прямого удара молнии осуществляется пятью молниеотводами, установленными на линейных порталах. Рассчитаем зоны защиты на трех уровнях: на уровне земли, шинного и линейного портала.

Произведем расчет параметров защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода  $h=17$  м. Эффективную высоту молниеотвода найдем по формуле:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (56)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 17 = 15,64 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h; \quad (57)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 17 = 25,5 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 17 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (58)$$

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



$$r_x = 45,75 \cdot \left( 1 - \frac{11,35}{28,06} \right) = 27,245 \text{ м.}$$

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

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (59)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами.

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

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}. \quad (60)$$

Для примера рассмотрим параметры защиты молниеотводов 1-5. Расстояние между молниеотводами  $L=32\text{м}$ .

$$h_{cx} = 28,06 - 0,14 \cdot (32 - 30,5) = 27,85 \text{ м.}$$

$$r_{cx} = 45,75 \cdot \frac{27,85 - 11,35}{27,85} = 27,105 \text{ м.}$$

На уровне земли территория ОРУ полностью защищается от прямых ударов молнии, на высоте равной высоте шинного портала все элементы на ОРУ находятся внутри соответствующей зоны защиты. Система молниеотводов образована стержневыми молниеотводами, имеющими одинаковую высоту.

### 6.3 Выбор и проверка ОПН

При выборе ограничителей перенапряжений (ОПН) необходимо иметь в виду следующее:

- Для защиты от перенапряжений на всех схемах показаны ограничители перенапряжений (ОПН). Установка ОПН на приведенных схемах показана условно. Необходимость и место установки ОПН определяется при конкретном проектировании в соответствии с ПУЭ.

- Для всех классов напряжений в цепях трансформаторов и шунтирующих реакторов должны быть установлены ОПН.

- Необходимость установки ОПН на шинах 110-220 кВ и их количество определяются сравнением расстояний по ошиновке от ОПН у силовых трансформаторов до самого удаленного присоединения, с наибольшим допустимым расстоянием по ПУЭ и характеристиками ОПН.

- Для защиты оборудования КРУЭ от грозовых перенапряжений ОПН устанавливается снаружи КРУЭ между вводом воздушной линии в КРУЭ и последней опорой. Установка ОПН со стороны трансформаторов (автотрансформаторов, ШР) может осуществляться как снаружи, так и внутри КРУЭ в цепи присоединения трансформатора до коммутационного аппарата.

- Необходимость установки дополнительных ОПН на шинах КРУЭ определяется расчетом в зависимости от мест расположения и расстояний от остальных ОПН до защищаемого оборудования, параметров ОПН и количества отходящих от шин присоединений.

- При устройстве кабельных вставок, соединенных с воздушными линиями, ОПН устанавливаются в местах перехода кабельных линий в ВЛ. При наличии в месте перехода коммутационного аппарата ОПН устанавливается между коммутационным аппаратом и кабельной вставкой. Необходимость установки ОПН по обоим концам вставки определяется ее длиной, параметрами ОПН и наличием других ОПН на ПС.

Неиспользуемые обмотки низшего и среднего напряжений силовых трансформаторов (автотрансформаторов), а также обмотки, временно

отключенные от шин РУ в грозовой период, должны быть соединены в звезду или треугольник и защищены ОПН, включенными между вводами каждой фазы и землей. Защита неиспользуемых обмоток не требуется, если к ним постоянно присоединена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

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

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}}, \quad (61)$$

По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_B}, \quad (62)$$

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

2) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_k \leq I_{разр}, \quad (63)$$

$$\text{где } I_k = \frac{U - U_{ост}}{Z_B};$$

$U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

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

$Z_B$  – волновое сопротивление провода относительно земли.

Определим энергию, поглощаемую ОПН 110 кВ:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U_{max} - U_{ocm}}{Z_B} \right) \cdot U_{ocm} \cdot 2T \cdot n, \quad (64)$$

где  $U_{max}$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ocm}$  – остающееся напряжение на ограничителе, кВ [];

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом [];

$T$  – время распространения волны, мкс;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

$$T = \frac{L}{V}, \quad (65)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$V$  – скорость распространения волны.

$$U_{max} = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (66)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжений в месте её возникновения, кВ;

$k$  – коэффициент полярности, равный  $0,2 \cdot 10^{-3}$  [11];

$l$  – длина защищенного подхода питающей линии.

$$U_0 = U_{50\% \text{ разр}}, \quad (67)$$

где  $U_{50\% \text{ разр}}$  – 50 % разрядное напряжение изоляции при стандартном грозовом импульсе, кВ;

Энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (68)$$

По зависимости  $\mathcal{E}^*$  от отношения  $\frac{U_{ост}}{U_{ном}}$  (обозначают  $K_V$  или  $T$ ) определяют

класс энергоемкости ОПН.

Для ОПН 110 кВ:

$$U_{max} = \frac{352}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 352} = 308,6 \text{ кВ}$$

$$T = \frac{2}{300000} = 6,67 \text{ мкс}$$

$$\mathcal{E} = \left( \frac{(308 - 232)}{506} \right) \cdot 232 \cdot 2 \cdot 6,67 \cdot 1 = 464,8 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{464,8}{110} = 4,22 \text{ кДж/кВ}$$

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 3.

Для ОПН 6 кВ:

$$W = 0,5 \cdot 0,00076 \cdot [(4 \cdot 0,82 \cdot 11)^2 - (1,77 \cdot 12)^2] = 0,32 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{0,32}{10} = 0,032 \text{ кДж/кВ}$$

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 1.

Осуществляем предварительный выбор, на стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-РК-110/56-10-680 УХЛ 1, выпускаемые компанией «Таврида Электрик», с классом напряжения 110 кВ, наружной установки.

Основные характеристики ОПН представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Основные характеристики ОПН на стороне 110 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее $U$ , кВ	73
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$ , кВ	181
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$ , кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	680
Полная энергоемкость $W_c$ , кДж	540,2
Длина пути утечки внешней изоляции, см	315

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-КР/TEL-6/12 УХЛ 2 с классом напряжения 6 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Основные характеристики ОПН на стороне 6 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	6
Наибольшее длительно допустимое рабочее $U$ , кВ	12
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$ , кВ	31,3
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$ , кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	250
Полная энергоемкость $W_c$ , кДж	36
Длина пути утечки внешней изоляции, см	18

Произведем проверку выбранных ОПН (предварительный выбор).

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

Для ОПН 110 кВ:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} \rightarrow 73 \geq 66,7 \text{ кВ}$$

Для ОПН 6 кВ:

$$U_{нрo} \geq 1,05 \cdot \frac{6}{\sqrt{3}} \rightarrow 12 \geq 6,1 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

Для ОПН 110 кВ:

$$73 \leq \frac{100}{1,3} \rightarrow 73 \leq 76,92 \text{ кВ}$$

Для ОПН 6 кВ:

$$12 \leq \frac{15}{1,23} \rightarrow 12 \leq 12,2 \text{ кВ}$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

Для ОПН 110 кВ:

$$I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}, (138)$$

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

$$0,15 \leq 10 \text{ кА}$$

Для ОПН 6 кВ:

$$I_K = \frac{80 - 31,3}{10} = 4,87 \text{ кА}$$

$$4,87 \leq 10 \text{ кА}$$

ОПН для 110, 6 кВ проходят предварительную проверку.

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

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

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

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

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c, \tag{69}$$

Для ОПН 110 кВ с 3 классом энергоемкости:

$$5,8 \cdot 100 \geq 464,8 \text{ кДж} \rightarrow 580 \geq 464,8 \text{ кДж}$$



Для ОПН 6 кВ с 1 классом энергоемкости:

$$1,1 \cdot 15 \geq 0,32 \text{ кДж} \rightarrow 16,5 \geq 0,32 \text{ кДж}$$

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

$$A_{gp110} = \frac{U_{исп} - U_{ост.гр}}{U_{исп}} = \frac{308 - 232}{308} = 0,27 \geq 0,25 - \text{ для ОПН 110 кВ}$$

$$A_{gp10} = \frac{U_{исп} - U_{ост.гр}}{U_{исп}} = \frac{80 - 31,3}{80} = 0,6 \geq 0,25 - \text{ для ОПН 6 кВ}$$

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

$$A_{вн110} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон.}} = \frac{280 - 232}{280} = 0,17 \geq 0,15 - \text{ для ОПН 110 кВ}$$

$$A_{вн10} = \frac{U_{дон} - U_{ост.к}}{U_{дон.}} = \frac{46 - 31,3}{36} = 0,41 \geq 0,15 - \text{ для ОПН 6 кВ}$$

Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН:

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.}, \quad (70)$$

$$3,664 \leq 40 \text{ кА} - \text{ для 110 кВ}$$

$$10,6 \leq 20 \text{ кА} - \text{ для 6 кВ}$$

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

## РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ

Устройства релейной защиты предназначены для определения в сети короткого замыкания и автоматического отключения поврежденного элемента от неповрежденной части сети. Также, при возникновении ненормальных режимов работы сети (перегрузки, замыкания на землю в сети с малыми токами замыкания на землю и др.) задачей релейной защиты является сигнализация о возникшей неисправности.

РЗА защищаемого объекта выполняется с использованием микропроцессорных устройств (терминалов). Питание терминалов РЗА должно осуществляться от системы оперативного тока подстанции.

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы.

К повреждениям относят:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках.

К ненормальным режимам относят:

- прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора;
- понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах [18].

### **7.1 Выбор системы оперативного тока**

Для производства оперативных переключений с помощью коммутационных и регулирующих аппаратов и для работы устройств РЗА необходим вспомогательный источник энергии источник оперативного тока.

На ПС применяют оперативный ток следующих видов:

- 1) Постоянный – применяют на электростанциях и крупных подстанциях 110-220 кВ и выше.

Источниками постоянного оперативного тока на ПС служат аккумуляторные батареи. Аккумуляторные батареи (АБ) являются независимыми (автономными) источниками тока. Они обеспечивают надежное питание оперативных цепей во всех режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий, когда исчезает напряжение переменного тока. При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Для надёжности питания оперативных цепей защиты, управления и сигнализации на проектируемой ПС 110 кВ применяем систему постоянного оперативного тока, которая не зависит от режима работы силовой сети. В качестве источников постоянного оперативного тока используем аккумуляторные батареи (АБ).

Питание цепей оперативного тока устройств релейной защиты и автоматики предусматривается на постоянном токе 220 В [18].

2) Переменный оперативный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших ПС 110—220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего напряжений.

В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд.

Цепи освещения и обогрева проектируемой ПС 110 кВ питаются на переменном токе 220 В.

3) Выпрямленный используется на подстанциях 35 кВ и ниже с выключателями, оборудованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях 110/220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения

не более двух с электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

В качестве источников выпрямленного тока применяются полупроводниковые выпрямительные устройства и специальные блоки питания. К источникам выпрямленного тока также относятся предварительно заряженные конденсаторы, которые заряжаются через выпрямительные устройства, питаемые от источников переменного тока.

В качестве подзарядно-зарядных агрегатов на проектируемой ПС могут быть использованы полупроводниковые выпрямительные устройства типа ВАЗП.

Зарядно-подзарядный выпрямительный агрегат типа ВАЗП состоит из силового трансформатора, выпрямительного моста, блока управления тиристорами и блока обратной связи по току и напряжению. Принцип работы агрегата основан на способности тиристорозменять в широких пределах среднее значение выходного напряжения. Питание осуществляется от трехфазной сети напряжением 380/220 В [19].

Типовой состав комплекта системы оперативного тока ПС может включать в себя:

- ПС напряжением 220 кВ и выше и ПС 110 кВ с более чем 3-мя выключателями в распределительном устройстве высшего напряжения должен содержать следующие компоненты:

- а) две АБ;
- б) четыре ЗУ, по два на каждую АБ;
- в) два щита постоянного тока (ЩПТ), при этом для каждой АБ предусматривается отдельный ЩПТ с числом секций не менее двух;
- г) шкафы распределения оперативного тока [11].

- ПС напряжением 35 кВ и остальных ПС 110 кВ должен содержать следующие компоненты:

- а) одну АБ;
- б) два ЗУ;

- в) один ЩПТ с числом секций не менее двух;
- г) шкафы распределения оперативного тока [19].

Щит постоянного тока (ЩПТ) представляет собой комплектное низковольтное устройство шкафного исполнения, поставляемое на место монтажа в виде отдельных шкафов (ящиков, панелей), собираемых в щит, представляющий собой функционально завершённое изделие [19]. На дверях шкафов ЩПТ должны размещаться измерительные приборы и устройства световой сигнализации [18].

## **7.2 Расстановка средств релейной защиты**

В схеме электроснабжения для производства, распределения и потребления электрической энергии применяются электрические двигатели, генераторы, трансформаторы, воздушные линии электропередачи, кабели, нагревательные приборы и т.д. Для защиты оборудования от повреждений используют РЗ, которая устанавливается для каждого объекта.

В результате эксплуатации электрических двигателей возможны:

- повреждения, связанные с ненормальным режимом работы (перегрузка, затянутый и слишком частый пуск, блокировка или сброс нагрузки);
- нарушение питания;
- внутренние повреждения двигателя (междуфазное КЗ, замыкание на корпус обмотки статора/ ротора, перегрев подшипников, потеря возбуждения, потеря синхронизма).

На электродвигателях должны предусматриваться: защита от токов перегрузки, защита от междуфазных и однофазных КЗ, защита от понижения напряжения. Для синхронных двигателей устанавливается защита от асинхронного хода.

Согласно ПУЭ защита от перегрузок должна предусматриваться для двигателей, подверженных перегрузке по технологическим причинам, и для двигателей с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска [11].

Защита от перегрузок, обусловленных технологическими причинами, действует на сигнал, который передается на пост управления двигателем, если дежурный персонал может разгрузить двигатель, не останавливая его [11].

Защита от многофазных замыканий в обмотке статора должна быть наиболее простой, надёжной и экономичной. Защита выполняется реагирующей на значение тока, протекающего к месту повреждения со стороны питающей сети, и действует без выдержки времени на отключение двигателя от сети, а у синхронных двигателей еще и на гашение поля [11].

Для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей наиболее ответственных механизмов следует предусматривать отключение защитой минимального напряжения электродвигателей неответственных механизмов [11]. На электродвигателях ответственных механизмов для обеспечения их самозапуска может устанавливаться вторая ступень защиты минимального напряжения [11].

### **7.3 Релейная защита силового трансформатора ПС Шахта-7**

Силовой трансформатор ТДН-25000/110 защищается шкафом защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, производитель ООО «НПП «ЭКРА».

На базе микропроцессорных терминалов серии БЭ2502 и реализован БЭ2704.ШЭ2607 148. Он необходим для выполнения функций резервной и основной защитой, автоматика двухобмоточных трансформаторов с наибольшим напряжением ВН до 35 кВ, управления выключателем ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой, а также функций защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-10 кВ[11].

#### **7.3.1 Расчет уставок защит ШЭ2607 148 трансформатора**

Данные трансформатора:

Напряжение обмотки НН:  $U_{ном.нн} = 6,3$  кВ.

Напряжение обмотки ВН:  $U_{ном.вн} = 115$  кВ;

Токи первичных обмоток номинального защищаемого трансформатора тока для ВН и НН – 300 и 1500 А соответственно.

Коэффициент трансформации обмотки ВН:

$$K_{ТТ.ВН} = \frac{300}{5} = 60.$$

Коэффициент трансформации обмотки НН:

$$K_{ТТ.НН} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Номинальная мощность стороны ВН принимается на 0,1 больше, тогда:

$$S_{ном.вн} = 10000,1;$$

$$S_{ном.нн} = 10000.$$

Со стороны высшего напряжения номинальный ток:

$$I_{ном.вн} = \frac{10000,1}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ А.}$$

Номинальный ток стороны низшего напряжения:

$$I_{ном.нн} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 675,4 \text{ А.}$$

Цифровое выравнивание токов плеч ВН.

Номинальный вторичный ток стороны ВН:

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} = \frac{I_{НОМ.ВН}}{K_{ТТ.ВН}}, \quad (71)$$

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} = \frac{50,2}{60} = 0,83 \text{ A};$$

$$0,1 \leq \frac{I_{НОМ.ВТ.ВН}}{I_{НОМ.Т.ВН}} \leq 4$$

где  $I_{НОМ.Т.ВН}$  – номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 \leq \frac{0,83}{5} \leq 4$$

Цифровое выравнивание токов плеч НН.

Номинальный вторичный ток стороны НН:

$$I_{НОМ.ВТ.НН} = \frac{I_{НОМ.НН}}{K_{ТТ.НН}}, \quad (72)$$

$$I_{НОМ.ВТ.НН} = \frac{675,4}{300} = 2,25 \text{ A};$$

$$0,1 \leq \frac{I_{НОМ.ВТ.НН}}{I_{НОМ.Т.НН}} \leq 4$$

где  $I_{НОМ.Т.НН}$  – номинальный ток входа устройства, принимаем 5 А;

$$0,1 \leq \frac{2,25}{5} \leq 4$$

В качестве базисной стороны принимается сторона ВН:



$$I_{ном.опорное} = 50,2 \text{ A.}$$

### 7.3.2 Максимальная токовая защита трансформатора

МТЗ ВН без пуска по напряжению:

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки при учете, что происходит самозапуска двигательной нагрузки и определяется по выражению:

$$I_{сз.вн} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{сзп}}{K_B} I_{нагр.макс.вн}, \quad (73)$$

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

$K_{сзп}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки; зависит от удаленности, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей. В первоначальных расчетах, а также приотсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят равным (1,5 ÷ 2,5), принимаем равным 2;

$K_B$  – коэффициент возврата, 0,95;

$$I_{нагр.макс.вн} = 50,2 \text{ A.}$$

$$I_{сз.вн} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 50,2 = 126,8 \text{ A.}$$

Согласование с МТЗ НН:

$$I_{C3.BH} \geq K_{OTC} \cdot K_{ТОК} \cdot I_{C3.ПРЕД}, \quad (74)$$

где  $I_{C3.ПРЕД}$  – ток срабатывания МТЗ НН, принимаем 4900 А;

$K_{OTC}$  – коэффициент отстройки, 1,1;

$K_{ТОК}$  – коэффициент токараспределения, который равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласования;

$$K_{ТОК} = \frac{I_{УСТАН.ЗАЩ}}{I_{СМЕЖ}}, \quad (75)$$

$$K_{ТОК} = \frac{571}{7558,5} = 0,076;$$

$$I_{C3.BH} \geq 1,1 \cdot 0,076 \cdot 4900 = 409,64 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ТОК} = \frac{I_{КЗ.МИН.ВН-НН}}{I_{C3.BH}}, \quad (76)$$

$$K_{ТОК} = \frac{571}{409,64} = 1,393 > 1,2 \text{ – чувствительность обеспечивается.}$$

Значение уставки срабатывания МТЗ стороны ВН принимается  $I_{C3.BH} = 500$

А.

МТЗ НН без пуска по напряжению:

$$I_{НАГР.МАХ.НН} = K_{mm.ВН-НН} \cdot I_{НАГР.МАХ.ВН}, \quad (77)$$

где  $K_{тт.ВН-НН}$  – коэффициент трансформации ВН-НН.

$$I_{НАГР.МАХ.НН} = 5,833 \cdot 50,2 = 292,8 \text{ А.}$$

$$I_{СЗ.НН} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{СЗП}}{K_B} I_{НАГР.МАХ.НН} \quad (78)$$

$$I_{СЗ.НН} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 675,4 = 1706,2 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ.МИН.НН}}{I_{СЗ.НН}}, \quad (79)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7558,5}{1706,2} = 4,43 > 1,2 \text{ – чувствительность обеспечивается}$$

Принятое значение уставки срабатывания МТЗ стороны низшего напряжения 1706,2 А.

### 7.3.3 Газовая защита трансформатора

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

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

Действие газовой защиты заключается в том, что всякие, даже малые повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) провоцируют разложение масла и органической изоляции, что способствует выделению газа. Химический состав газа и интенсивность газообразования зависят от размеров и характера повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при замедленном газообразовании был предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что соответствовало коротким замыканиям, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Газовая защита срабатывает на сигнал и на отключение или только на сигнал при понижении уровня масла в баке автотрансформатора или трансформатора.

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

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

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

При большом выделении газасрабатывает вторая ступень ГЗ, уменьшении уровня масла в газовом реле, или при быстром движении потока масла из бака

трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

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

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

#### **7.4 Автоматика**

К средствам автоматики на проектируемой ПС относятся автоматическое повторное включение (АПВ) и автоматическое включение резерва (АВР).

Устройствами АПВ оборудуются:

- все воздушные и кабельно-воздушные линии напряжением выше 1000 В;
- КЛ напряжением 35 кВ и ниже в случаях, когда линия питает несколько подстанций;
- понижающие трансформаторы, когда их отключение приводит к прекращению электроснабжения потребителей.

Устройства АПВ необходимо выполнять с соблюдением следующих требований:

- при отключении линии вручную АПВ должно автоматически выводиться из действия;

- должна обеспечиваться однократность (или двухкратность) действия АПВ;
- после успешного действия устройства АПВ должно автоматически приходиться в состояние готовности к повторному действию;
- должна обеспечиваться блокировка от многократных включений выключателя [11].

АПВ должно приводиться в действие после аварийного отключения выключателя, за исключением случаев отключения от релейной защиты присоединения, на котором установлено АПВ, непосредственно после включения выключателя персоналом или с помощью телеуправления, а также после отключения выключателя защитами от внутренних повреждений трансформаторов [11].

Выдержка времени работы АПВ должна быть минимальной, но не менее  $(0,15 \div 0,2)$  сек.

Устройства АВР предусматриваются на подстанциях, от отдельно работающих секций шин которых получают питание потребители I и II категории по степени надежности электроснабжения [11].

При наличии двух источников питания часто целесообразно работать по разомкнутой схеме. При этом все источники включены, но не связаны между собой, каждый из них обеспечивает питание выделенных потребителей. Такой режим работы сети объясняется необходимостью уменьшить ток короткого замыкания, упростить релейную защиту, создать необходимый режим по напряжению, уменьшить потери электроэнергии. Однако при этом надежность электроснабжения в разомкнутых сетях оказывается более низкой, чем в замкнутых, так как отключение единственного источника приводит к прекращению питания всех его потребителей.

Электроснабжение потребителей, потерявших питание можно восстановить автоматическим подключением к другому источнику с помощью устройства автоматического включения резервного источника (АВР).

Схемы УАВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Нахождение в состоянии постоянной готовности к действию и срабатывать при прекращении питания потребителей, и наличии напряжения на другом, резервном источнике питания для данных потребителей.

2) Минимально возможное время срабатывания. Это необходимо для сокращения времени перерыва питания потребителей и обеспечения самозапуска электродвигателей.

3) Однократность действия требуется для предотвращения многократного включения резервного источника на устойчивое короткое замыкание.

4) Обеспечение быстрого отключения резервного источника питания и его потребителей от поврежденной резервируемой секции шин, и, тем самым, сохранение их нормальную работу. Для этого предусматривается ускорение защиты после АВР.

5) Не допускать опасных несинхронных включений синхронных электродвигателей и перегрузок оборудования.

Выдержка времени АВР  $t_{авр}$  выбирается таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе при возникновении КЗ в сети, до отключения этих КЗ, а также в случае отключения и повторного включения от АПВ основного источника питания.

Устройство АВР прежде всего должно отключить выключатель, если он остается включенным при исчезновении напряжения на резервируемой секции шин. Для этой цели в схему АВР вводят пусковой орган, в котором обычно применяют минимальное реле напряжения. Пусковой орган не должен срабатывать при пониженных напряжениях на шинах до  $U_{остк}$ , вызванных короткими замыканиями, или до  $U_{остсз}$ , обусловленных самозапуском электродвигателей.

Действие устройства АВР имеет смысл при наличии напряжения на резервном источнике питания. Поэтому в пусковой орган АВР включают максимальное реле напряжения, контролирующее наличие напряжения на резервном источнике питания.

Устройство АВР, действующее с минимальной выдержкой времени, должно быть отстроено от действия защит, при которых остаточное напряжение снижается до значения, меньшего уставки срабатывания минимального реле напряжения пускового органа.

### **7.5 Сигнализация**

Для получения оперативной информации о состоянии электрооборудования на подстанциях используют сигнализацию. Сигнализация бывает следующих типов:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов (включено отключено);
- аварийная сигнализация (о непредусмотренных планом отключениях);
- предупредительная сигнализация (о ненормальных режимах и условиях, например, о нагреве выше нормы, повреждениях, не приводящих к немедленному отключению оборудования и т.д.).

Для световой сигнализации положения используют зеленые («отключено») и красные («включено») лампы. В цепях предупредительной или аварийной сигнализации применяют желтые лампы. При нормальных оперативных переключениях эти лампы горят ровным светом. При аварийных отключениях, работе автоматики или положениях «несоответствие» лампы горят мигающим светом.

Лампы сигнализации подключают к шинам сигнализации через ключи управления, контакты реле защиты и автоматики, блок-контакты выключателей и разъединителей. При работе устройств защиты и автоматики световая сигнализация дублируется звуковой, для чего используются электрические сирены, гудки и звонки.

Аварийная сигнализация оповещает об аварийном отключении выключателя. Предупредительная сигнализация сообщает о ненормальных режимах работы, которые могут привести к аварии. Поэтому электрические цепи аварийной и предупреждающей сигнализации и их звуковые сигналы различны (сирена и звонок). При срабатывании звукового сигнального устройства



дежурный сначала прекращает его работу, квитирует сигнал, а затем по индивидуальным световым сигналам определяет причину срабатывания сигнализации.

На проектируемой ПС предполагается установка световой и звуковой предупредительной и аварийной сигнализации отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправности и работе защит.

Так как, проектируемая подстанция с постоянным пребыванием оперативного персонала, то для привлечения внимания персонала предусматривается установка сирены и звонка сигналов аварийной и предупредительной сигнализации.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это основа промышленности мирового хозяйства. Энергетические объекты по степени влияния на окружающую среду являются одними из наиболее интенсивно воздействующих на биосферу в процессе эксплуатации. Тенденции и темпы развития энергетики зависят от уровня надежности электроснабжения и безопасности, в том числе экологической, электростанций разного типа, а также защитой от возникновения чрезвычайных ситуаций на электростанциях и подстанциях. В виду этого, для данного проекта будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность персонала при работе с электрооборудования;
- экологичность, связанная с работой силовых трансформаторов ПС 110 кВ Шахта-7 после реконструкции;
- чрезвычайные ситуации в процессе эксплуатации электрооборудования.

### 8.1 Безопасность

8.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [11]:

- 1) вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;
- 2) единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

3) отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

8.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

При выполнении работ в электроустановках работники должны иметь профессиональную подготовку соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования:

1) профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

2) проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

3) электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

4) работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником [11].

8.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [11]:

1) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;

2) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;

3) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;

4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор [11].

Работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту. Наиболее производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем с помощью специальных подъемных устройств, автовышки, автогидроподъемника и т.п.

Для обеспечения безопасности работающих на опорах, гирляндах, проводах и грозозащитных тросах необходимо строго выполнять правила техники безопасности, так как все работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным [11].

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

## **8.2 Экологичность**

В данной работе рассматривается реконструкция ПС 110 кВ Шахта-7, которая находится в городе Артем Приморского края. Произведена замена трансформаторов ТДН-16000/110/10 на трансформаторы ТДН-25000/110. Необходимо рассчитать объем маслоприемника в связи с увеличением мощности трансформаторов и объема трансформаторного масла на подстанции.

Трансформаторное масло это очищенная фракция нефти, получаемая при перегонке, кипящая при температуре от 300 °С до 400 °С. В зависимости от происхождения нефти обладают различными свойствами и эти отличительные свойства исходного сырья отражаются на свойствах масла.

Существует большой разрыв между сроком службы трансформатора и сроком службы масла. Трансформатор может работать без ремонта 10-15 лет, а масло уже через год требует очистки, а через 4-5 лет - регенерации. Мерами, позволяющими продлить срок эксплуатации масла, являются:

1) защита масла от соприкосновения с наружным воздухом путем установки расширителей с фильтрами, поглощающими кислород и воду, а также вытеснение из масла воздуха;

2) снижение перегрева масла в условиях эксплуатации;

3) регулярные очистки от воды и шлака;

4) применение для снижения кислотности непрерывной фильтрации масла;

5) повышение стабильности масла путем введения антиокислителей.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых автотрансформаторов с массой масла более 1 тонны в одном баке должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [11]:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты автотрансформатора не менее чем на 1,5 м при массе от 10 до 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от автотрансформатора на расстоянии менее 2 м.

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в автотрансформатор.

Маслоприемник должен проверяться не реже двух раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла автотрансформаторов, а также 80% (с учетом 30-и минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

На ОРУ ПС 110 кВ Шахта-7 после реконструкции установлены два маслonaполненных силовых трансформатора ТДН-25000/110. Исходные данные для расчета приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Исходные данные для расчета маслоприемника трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
		Высота Н, мм	Длина А, мм	Ширина В, мм
ТДН – 25000/110/6	11500	5080	5515	3790

Согласно [11], так как масса трансформаторного масла меньше 20 т, то можно использовать маслоприёмник без отвода масла.

Маслоприёмники без отвода масла выполняются заглублённой конструкцией, и закрепляются металлической решёткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Величина  $\Delta$ , на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора для массы трансформаторного масла от 10 до 50 тонн согласно [11], равна 1,5 м. Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла изображена на рисунке 10.

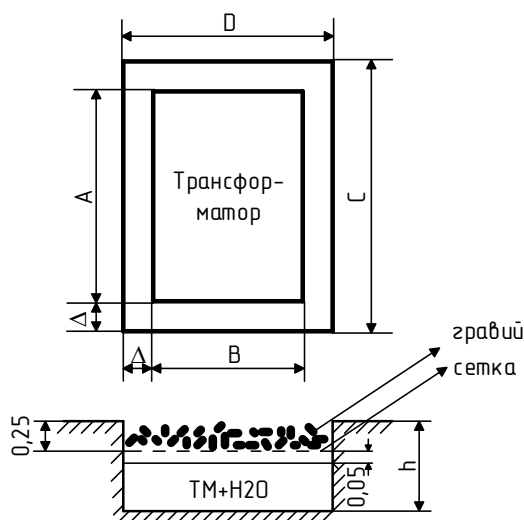


Рисунок 10 – Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина, м:

$$C = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (80)$$

где  $A$  - габаритная длина трансформатора, м;

$\Delta$  - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$C = (5,512 + 2 \cdot 1,5) = 8,512 \text{ м.}$$

Ширина, м:

$$D = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (81)$$

где  $B$  - габаритная ширина трансформатора, м;

$\Delta$  - величина, на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора, м.

$$D = (3,79 + 2 \cdot 1,5) = 6,79 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника, м<sup>2</sup>:

$$S_{МП} = C \cdot D, \quad (82)$$

где  $C$  - длина маслоприёмника, м;

$D$  - ширина маслоприёмника, м.

$$S_{МП} = 8,512 \cdot 6,79 = 57,79 \text{ м}^2.$$

2. Определим объём маслоприёмника.

Согласно [11] объём маслоприёмника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объёма масла залитого в трансформатор и 80% воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей

маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0.2

$\frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$  в течение 30 минут.

3. Определим объём трансформаторного масла, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{тм}} = \frac{M}{\rho} \quad (83)$$

где  $M$  - масса трансформаторного масла, кг;

$\rho$  - плотность трансформаторного масла, равная  $0,88 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup> [12],

$$V_{\text{тм}} = \frac{11500}{880} = 13,06 \text{ м}^3.$$

4. Определим объём воды от средств пожаротушения, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{воды}} = I_n \cdot t \cdot (S_{\text{пт}} + S_{\text{бнз}}), \quad (84)$$

где  $I_n$  - величина интенсивности пожаротушения, равная  $0,2 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/с·м<sup>2</sup> [11];

$t$  - время пожаротушения, равное 1800 с [11];

$S_{\text{пт}}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора, м<sup>2</sup>.

Площадь боковых поверхностей трансформатора, м<sup>2</sup>:

$$S_{\text{бнз}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (85)$$

где  $A$  – длина трансформатора, м;

$B$  – ширина трансформатора, м;

$H$  – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{бнз}} = 2 \cdot (5,512 + 3,79) \cdot 5,08 = 94,508 \text{ м}^2;$$



$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (57,79 + 94,508) = 54,81 \text{ м}^3.$$

5. Определим глубину маслоприёмника, м:

$$h_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{тм}}}{S_{\text{мп}}} + \frac{0,8 \cdot V_{\text{воды}}}{S_{\text{мп}}} + h_{\text{г}} + h_{\text{з}}, \quad (86)$$

где  $V_{\text{тм}}$  - объём трансформаторного масла, м<sup>3</sup>;

$S_{\text{мп}}$  - площадь основания маслоприёмника, м<sup>2</sup>;

$h_{\text{г}}$  - величина воздушного канала согласно [11] равна 0,05 м;

$h_{\text{з}}$  - высота слоя гранитного щебня или гравия согласно [11] равна 0,25 м.

$$h_{\text{мп}} = \frac{11,5}{57,79} + \frac{0,8 \cdot 54,91}{57,79} + 0,05 + 0,25 = 1,256 \text{ м.}$$

6. Определим объём маслоприёмника, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{мп}} = S_{\text{мп}} \cdot h_{\text{мп}}, \quad (87)$$

$$V_{\text{мп}} = 57,79 \cdot 1,256 = 72,58 \text{ м}^3.$$

Вывод: в ходе решения для заданного трансформатора марки ТДН-25000/110 рассчитаны габариты маслоприёмника и получены результаты: объём маслоприёмника равен 72,57 м<sup>3</sup>, площадь маслоприёмника равна 57,79 м<sup>2</sup>, высота маслоприёмника 1,256 м.

### 8.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

К чрезвычайной ситуации относят в частности пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Противопожарная защита обеспечивается [20]:

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

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [20]:

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

- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены все поставленные задачи.

Определён наиболее экономически и технически целесообразный вариант реконструкции сети в районе ПС Шахта-7.

Произведён расчёт рабочих токов для выбора сечения проводника и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, выбор требуемой для предприятия трансформаторной мощности.

Выполнен расчёт молниезащиты и анализ грозоупорности ОРУ ПС Шахта-7. Осуществлен выбор параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации оборудования, а также вопросы охраны окружающей среды и противопожарные меры на подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, С.Н. Шелюг. Екатеринбург: УрФУ, 2012.
- 2 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.
- 3 Артем (город). [Электронный ресурс]. – <https://ru.wikipedia.org/wiki/Артем>. Дата обращения: 09.05.2023.
- 4 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.
- 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 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.2012.
- 7 Казакул, А.А. Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике. Методические указания для самостоятельной работы студентов / А.А. Казакул – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2013.-49 с.
- 8 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов - 2-е изд.- М.: Энергоатомиздат, 2013. - 608 с.
- 9 Постановление Правительства Российской Федерации от 11.08.2003г. № 486 г.Москва «Правила определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи».
- 10 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

11 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

12 Правила устройства электроустановок: нормативно-технический материал. – 7-е изд. – М.: Энергосервис, 2013. – 280 с.

13 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации 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»

14 Приморский край. [Электронный ресурс]. – [https://ru.wikipedia.org/wiki/Приморский\\_край](https://ru.wikipedia.org/wiki/Приморский_край). Дата обращения: 09.05.2023.

15 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – СПб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.

16 Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля созданного ВЛ электропередачи переменного тока промышленной частоты № 2971-84

17 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

18 СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ»

19 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергия, 1977.

20 Судаков, Г. В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб.–метод. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко. – Благовещенск : АмГУ, 2006. – 190 с.

21 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2022-2026 годы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/561697846>. Дата обращения: 09.05.2023.

- 22 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.
- 23 Таблицы инфляции. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://bankirsha.com/uroven-inflyacii-v-rossiyskoj-federacii-po-godam.html>. Дата обращения: 09.05.2023.
- 24 Тарифы на компенсацию потерь. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: Дата обращения: 09.05.2023.
- 25 Трубицин В.И. Надежность электрической части электростанций. М.: Издательство МЭИ, 1993.
- 26 Файбисович Д. Л. Карапетян И. Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ. – м.: нтФ «Энергопрогресс», 2003.- 32с.
- 27 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 – 1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 28 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - 3-е изд. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985.
- 29 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. Т 2 Экономика и управление энергообъектами. Кн. 1. М.: Издательство МЭИ, 1998г.
- 30 Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели. Том 1. Справочник. – М.: Информэлектро, 2001. – 120 с.
- 31 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 964 с.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**Расчет и прогнозирование электрических нагрузок**

$$E_{2023.2028} := 0.03 \quad K_M := 1.2$$

$$E_{2029.2034} := 0.04 \quad K_\phi := 1.1$$

**ПС Надеждинская-тяга**

$$P_{\text{макс}} := 7.2$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{P_{\text{макс}}}{K_M} = 6$$

$$P_{\text{эф}} := P_{\text{ср}} \cdot K_\phi = 6.6$$

$$P_{\text{макс.прогн.2028}} := P_{\text{макс}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 8.347 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.2034}} := P_{\text{макс.прогн.2028}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 10.155 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.2028}} := P_{\text{ср}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 6.956 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.2034}} := P_{\text{ср.прогн.2028}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 8.463 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.2028}} := P_{\text{эф}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 7.651 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.2034}} := P_{\text{эф.прогн.2028}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 9.309 \text{ МВт}$$

**ПС Уссурийск-тяга**

$$P_{\text{макс1}} := 8.4$$

$$P_{\text{ср1}} := \frac{P_{\text{макс1}}}{K_M} = 7$$

$$P_{\text{эф1}} := P_{\text{ср1}} \cdot K_\phi = 7.7$$

$$P_{\text{макс.прогн.20281}} := P_{\text{макс1}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 9.738 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.20341}} := P_{\text{макс.прогн.20281}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 11.848 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20281}} := P_{\text{ср1}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 8.115 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20341}} := P_{\text{ср.прогн.20281}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 9.873 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20281}} := P_{\text{эф1}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 8.926 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20341}} := P_{\text{эф.прогн.20281}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 10.86 \text{ МВт}$$

**ПС ШТЫКОВО**

$$P_{\text{макс2}} := 8.9$$

$$P_{\text{ср2}} := \frac{P_{\text{макс2}}}{K_M} = 7.417$$

$$P_{\text{эф2}} := P_{\text{ср2}} \cdot K_\phi = 8.158$$

$$P_{\text{макс.прогн.20282}} := P_{\text{макс2}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 10.318 \text{ МВт}$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

$$P_{\text{макс.прогн.20342}} := P_{\text{макс.прогн.20282}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 12.553 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20282}} := P_{\text{ср2}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 8.598 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20342}} := P_{\text{ср.прогн.20282}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 10.46 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20282}} := P_{\text{эф2}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 9.458 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20342}} := P_{\text{эф.прогн.20282}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 11.507 \text{ МВт}$$

ПС Кролевцы

$$P_{\text{макс3}} := 10.5$$

$$P_{\text{ср3}} := \frac{P_{\text{макс3}}}{K_M} = 8.75$$

$$P_{\text{эф3}} := P_{\text{ср3}} \cdot K_{\phi} = 9.625$$

$$P_{\text{макс.прогн.20283}} := P_{\text{макс3}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 12.172 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.20343}} := P_{\text{макс.прогн.20283}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 14.81 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20283}} := P_{\text{ср3}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 10.144 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20343}} := P_{\text{ср.прогн.20283}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 12.341 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20283}} := P_{\text{эф3}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 11.158 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20343}} := P_{\text{эф.прогн.20283}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 13.575 \text{ МВт}$$

ПС Уссурийск-1

$$P_{\text{макс4}} := 13$$

$$P_{\text{ср4}} := \frac{P_{\text{макс4}}}{K_M} = 10.833$$

$$P_{\text{эф4}} := P_{\text{ср4}} \cdot K_{\phi} = 11.917$$

$$P_{\text{макс.прогн.20284}} := P_{\text{макс4}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 15.071 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.20344}} := P_{\text{макс.прогн.20284}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 18.336 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20284}} := P_{\text{ср4}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 12.559 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20344}} := P_{\text{ср.прогн.20284}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 15.28 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20284}} := P_{\text{эф4}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 13.815 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20344}} := P_{\text{эф.прогн.20284}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 16.808 \text{ МВт}$$

ПС Шахта-7

$$P_{\text{макс5}} := 20.2 \quad P_{\text{ср5}} := \frac{P_{\text{макс5}}}{K_M} = 16.833$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

$$P_{\text{эф5}} := P_{\text{ср5}} \cdot K_{\text{ф}} = 18.517$$

$$P_{\text{макс.прогн.20285}} := P_{\text{макс5}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 23.417 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.20345}} := P_{\text{макс.прогн.20285}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 28.491 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20285}} := P_{\text{ср5}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 19.514 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20345}} := P_{\text{ср.прогн.20285}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 23.74 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20285}} := P_{\text{эф5}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 21.466 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20345}} := P_{\text{эф.прогн.20285}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 26.117 \text{ МВт}$$

ПС Западная

$$P_{\text{макс6}} := 24.3$$

$$P_{\text{ср6}} := \frac{P_{\text{макс6}}}{K_{\text{м}}} = 20.25$$

$$P_{\text{эф6}} := P_{\text{ср6}} \cdot K_{\text{ф}} = 22.275$$

$$P_{\text{макс.прогн.20286}} := P_{\text{макс6}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 28.17 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.20346}} := P_{\text{макс.прогн.20286}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 34.274$$

$$P_{\text{ср.прогн.20286}} := P_{\text{ср6}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 23.475 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20346}} := P_{\text{ср.прогн.20286}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 28.561 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20286}} := P_{\text{эф6}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 25.823 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20346}} := P_{\text{эф.прогн.20286}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 31.417 \text{ МВт}$$

ПС Уссурийск-2

$$P_{\text{макс7}} := 12.76$$

$$P_{\text{ср7}} := \frac{P_{\text{макс7}}}{K_{\text{м}}} = 10.633$$

$$P_{\text{эф7}} := P_{\text{ср7}} \cdot K_{\text{ф}} = 11.697$$

$$P_{\text{макс.прогн.20287}} := P_{\text{макс7}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 14.792 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.20347}} := P_{\text{макс.прогн.20287}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 17.997 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20287}} := P_{\text{ср7}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 12.327 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20347}} := P_{\text{ср.прогн.20287}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 14.998 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20287}} := P_{\text{эф7}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 13.56 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20347}} := P_{\text{эф.прогн.20287}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 16.497 \text{ МВт}$$

ПС Кожзавод

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

$$P_{\text{макс8}} := 15$$

$$P_{\text{ср8}} := \frac{P_{\text{макс8}}}{K_M} = 12.5$$

$$P_{\text{эф8}} := P_{\text{ср8}} \cdot K_{\phi} = 13.75$$

$$P_{\text{макс.прогн.20288}} := P_{\text{макс8}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 17.389 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{макс.прогн.20348}} := P_{\text{макс.прогн.20288}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 21.157 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20288}} := P_{\text{ср8}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 14.491 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{ср.прогн.20348}} := P_{\text{ср.прогн.20288}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 17.63 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20288}} := P_{\text{эф8}} \cdot (1 + E_{2023.2028})^5 = 15.94 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф.прогн.20348}} := P_{\text{эф.прогн.20288}} \cdot (1 + E_{2029.2034})^5 = 19.393 \text{ МВт}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$K_{\text{инфл}} := 9.1$$

Вариант 1 - Реконструкция КЛ+2 тр-ра 25 МВА

Капиталовложения в строительство линии

$$K_{\text{КЛ}} := (6 \cdot 100000) = 6 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр}} := 7100 \cdot 2 \cdot K_{\text{инфл}} = 1.292 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост}} := 11000 \cdot K_{\text{инфл}} = 1.001 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{тр}}$$

$$K_{\text{пс}} = 2.293 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{об}} := K_{\text{пс}} + K_{\text{КЛ}} \quad K_{\text{об}} = 8.293 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

**Расчёт эксплуатационных издержек**

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{тэовл}} := 0.0085 \quad \alpha_{\text{тэопс}} := 0.05$$

$$I_{\text{рЭИ}} := K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{тэопс}} + K_{\text{КЛ}} \cdot \alpha_{\text{тэовл}} = 1.657 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{пс}}}{25} + \frac{K_{\text{КЛ}}}{15} = 4.917 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на потери в линиях, трансформаторах:

$$T_{\text{max}} := 5200$$

$$R_{\text{тр}} := 4.38 \text{ Ом} \quad \Delta P_{\text{xx}} := 19 \cdot 10^{-3} \text{ МВт}$$

$$U := 35 \text{ кВ} \quad P_{\text{эф}} := 4.9 \text{ МВт}$$

$$T_{\text{з}} := 5200 \text{ ч} \quad Q_{\text{неск}} := 1.986 \text{ Мвар}$$

$$T_{\text{л}} := 2860 \text{ ч} \quad T_{\text{г}} := 8760 \text{ ч}$$

$$\Delta W_{\text{тр}} := \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{\text{тр}} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{\text{тр}} \cdot T_{\text{л}} + 2 \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\text{г}} = 744.9$$

$$R_{\text{л}} := 1.54 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{\text{к}} := 0.97 \cdot 10^{-3} \frac{\text{МВт}}{\text{ч}}$$

$$\Delta W_{\text{л}} := \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{\text{л}} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot T_{\text{л}} \cdot R_{\text{л}} + \Delta W_{\text{к}} = 144.874$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$c_0 := 3 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W := \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{тр}}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 2.669 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$I := I_{\text{ам}} + I_{\text{рЭИ}} + I_{\Delta W} = 6.841 \times 10^4$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З_1 := 0.1 \cdot K_{\text{об}} + I = 1.513 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Вариант 2 - +1 тр-р 16МВА + реконструкция ЛЭП

Капиталовложения в строительство линии

$$K_{\text{КЛ}} := (6 \cdot 100000) = 6 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ору}} := (12600) \cdot K_{\text{инфл}} = 1.147 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{тр}} := 5900 \cdot 1 \cdot K_{\text{инфл}} = 5.369 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост}} := 11000 \cdot K_{\text{инфл}} = 1.001 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{пост}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ору}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 2.684 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{об}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{КЛ}} \quad K_{\text{об}} = 8.684 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

**Расчёт эксплуатационных издержек**

Издержки на ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{тЭОЛ}} := 0.0085 \quad \alpha_{\text{тЭОПС}} := 0.05$$

$$I_{\text{рЭИ}} := K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{тЭОПС}} + K_{\text{КЛ}} \cdot \alpha_{\text{тЭОЛ}} = 1.852 \times 10^4$$

Издержки на амортизационные отчисления

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{25} + \frac{K_{\text{КЛ}}}{15} = 5.074 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на потери в линиях, трансформаторах

$$R_{\text{л}} := 1.54 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{\text{к}} := 0.97 \cdot 10^{-3} \frac{\text{МВт}}{\text{ч}}$$

$$\Delta W_{\text{вл}} := \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot R_{\text{л}} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{2 \cdot U^2} \cdot T_{\text{л}} \cdot R_{\text{л}} + \Delta W_{\text{к}} = 144.874$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$\Delta W := \Delta W_{\text{вл}} + \Delta W_{\text{тр}}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 2.669 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$I := I_{\text{ам}} + I_{\text{рэи}} + I_{\Delta W} = 7.193 \times 10^4$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$З_2 := 0.1 \cdot K_{\text{об}} + I = 1.588 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

