

**Министерство образования и науки 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) программы Релейная защита и автоматизация  
электроэнергетических систем

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрической сети напряжением 110 кВ в связи с  
ростом нагрузки на подстанции Ласточка – тяговая Приморских  
электрических сетей АО ДРСК

Исполнитель

студент группы

\_\_\_\_\_

Е. А. Ленская

подпись, дата

Руководитель

преподаватель

\_\_\_\_\_

Н. В. Савина

подпись, дата

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

А.Н. Козлов

подпись, дата

Благовещенск 2016

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

### ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе  
студента: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

1. выпускной квалификационной работы (проекта):

\_\_\_\_\_

(утверждена приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной  
работе: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (проекту) (с указанием  
относящихся к ним  
разделов \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

7. Дата выдачи

задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной

работы: \_\_\_\_\_

Задание принял к исполнению

(дата): \_\_\_\_\_

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

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

**ОТЗЫВ**

на выпускную квалификационную работу студента энергетического  
факультета

Фамилия \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Направление  
подготовки \_\_\_\_\_

Направленность (профиль) программы

Тема \_\_\_\_\_ выпускной \_\_\_\_\_ квалификационной  
работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной  
работы \_\_\_\_\_

количество рисунков и  
таблиц \_\_\_\_\_

число  
приложений \_\_\_\_\_

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Вопросы задания, не нашедшие отражения в  
работе \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой  
и \_\_\_\_\_ направленностью

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

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

**РЕЦЕНЗИЯ**

на выпускную квалификационную работу студента энергетического  
факультета

Фамилия \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Направление  
подготовки \_\_\_\_\_

Направленность (профиль) программы

Тема \_\_\_\_\_ выпускной \_\_\_\_\_ квалификационной  
работы \_\_\_\_\_

1. Соответствиесодержанию работы (проекта) заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не подлежащие отражению в работе (проекте)

---

---

---

Материалы представленные в работе (проекте), непосредственно связанные с темой и направленностью \_\_\_\_\_

---

---

2. Достоинства работы (проекта) \_\_\_\_\_

---

---

---

3. Недостатки работы (проекта) \_\_\_\_\_

---

---

---

---

#### РЕФЕРАТ

Дипломный проект содержит 152 с., 25 рисунков, 35 таблиц, 6 приложений, 21 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПЕРИОДИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ТОКА КОРотКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ГРОЗОУПОРНОСТЬ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ТАРИФ.

Произведены расчет и прогнозирование электрических нагрузок, представлены возможные варианты развития и реконструкции

электрической сети 35-220 кВ в Приморском электросетевом комплексе, выбран оптимальный вариант развития сети с точки зрения надежности и технико-экономического сравнения, выполнен расчет токов короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования на реконструируемой ПС «Ласточка-тяговая». Выполнен расчет микропроцессорной релейной защиты и автоматики для трансформаторов, спроектировано конструктивное исполнение вновь вводимой линии.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Анализ состояния электрических сетей Приморского края	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Приморского края	10
1.2 Характеристика источников питания района	15
1.3 Характеристика электрических сетей района	16
1.4 Анализ существующих режимов	17
2 Разработка вариантов реконструкции рассматриваемой электрической сети	22
2.1 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	22
2.2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети при её реконструкции	27
2.2.1 Компенсация реактивной мощности	28

2.2.2 Выбор сечений линий электропередачи и их конструктивное исполнение	30
3 Расчёт токов короткого замыкания	38
3.1 Общие положения	38
3.2 Составление схемы замещения	40
4 Реконструкция ПС «Ласточка-тяговая»	45
4.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС	45
4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции	46
4.3 Конструктивное исполнение ПС	48
4.4 Выбор и проверка ошиновки	52
4.5 Выбор и проверка выключателей	54
4.6 Выбор и проверка разъединителей	57
4.7 Выбор и проверка трансформаторов тока	57
4.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	64
4.9 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов	67
4.10 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	72
4.11 Выбор и проверка ячеек КРУ	73
4.12 Разработка заземления и молниезащиты	76
4.12.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	76
4.12.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	79
4.12.3 Выбор и проверка ОПН	81
5 Релейная защита и автоматика	84
5.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при реконструкции электрической сети Приморского района	84
5.1.1 Токовая защита нулевой последовательности	84
5.1.2 Маскимальная токовая защита	86
5.1.3 Мгновенная токовая отсечка	86
5.2 Релейная защита силового трансформатора на	

ПС «Ласточка-тяговая»	86
5.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита	86
5.2.2 Максимальная токовая защита	108
5.2.3 Защита от перегрузки	109
5.2.4 Газовая защита трансформатора	110
5.3 Автоматика на ПС «Ласточка»	112
5.3.1 Автоматическое повторное включение	112
5.3.2 Автоматический ввод резерва	115
6 Расчёт и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети Приморского края	116
6.1 Выбор и характеристика ПВК для расчёта режимов	116
6.2 Подготовка исходных данных для расчёта	117
6.3 Расчёт максимального режима и его анализ	121
6.4 Расчёт минимального режима и его анализ	124
6.5 Расчёт характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ	124
6.6 Повышение качества электроэнергии в сети с тяговой нагрузкой	124
7 Инвестиционная привлекательность проекта	128
7.1 Капитальные вложения	128
7.2 Расчёт амортизационных отчислений	133
7.3 Расчёт эксплуатационных затрат	133
7.4 Расчёт штатной численности персонала	135
7.5 Определение себестоимости электроэнергии	136
7.6 Оценка экономической эффективности проекта	137
8 Безопасность и экологичность проекта	139
8.1 Безопасность	139
8.2 Экологичность	142
8.3 Чрезвычайные ситуации	147
Заключение	150
Библиографический список	151

- Приложение А – Однолинейная схема
- Приложение Б – КРМ и выбор сечений
- Приложение В – Техничко-экономическое сравнение
- Приложение Г – Заземление и молниезащита
- Приложение Д – Экономика
- Приложение Е – Расчёт и анализ минимального и послеаварийного режима

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ПС – подстанция;
- КЗ – короткое замыкание;
- ВН – высокое напряжение;
- НН – низкое напряжение;
- РУ – распределительное устройство;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- ВЛ – воздушная линия;
- ЛЭП – линия электропередач;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;  
ДЗШ – дифференциальная защита шин;  
ДФЗ – дифференциально-фазная защита;  
ТСН – трансформатор собственных нужд;  
ТДТН – трансформатор трехфазный масляный с естественной циркуляцией масла, с регулированием напряжения под нагрузкой;  
ПВК – программно-вычислительный комплекс;

## ВВЕДЕНИЕ

Энергию на тягу поездов получают от энергосистем через их высоковольтные линии и районные подстанции, непременно, через специальные тяговые подстанции, являющиеся элементами системы электроснабжения электрифицированных железных дорог. Каждая тяговая подстанция является ответственным электротехническим сооружением (электроустановкой), оснащенной мощной современной силовой (трансформаторы, автотрансформаторы, полупроводниковые преобразователи, батареи конденсаторов), коммутационной (выключатели переменного и постоянного тока, разъединители, короткозамыкатели) и вспомогательной аппаратурой, большая часть которой работает в режиме автотелеуправления. Насыщенность тяговых подстанций разнообразной по назначению аппаратурой существенно выше, чем равных по мощности и

классу первичного питающего напряжения подстанций энергосистем. Это объясняется многофункциональностью тяговых подстанций — от них получают питание не только электрические поезда, но также районные и нетяговые потребители железных дорог.

К схемам и конструкциям тяговых подстанций предъявляют определенные технические требования. Так, установленная мощность их трансформаторов и преобразователей должна соответствовать спросу потребителей электроэнергии (электрических поездов, районных и нетяговых железнодорожных потребителей), коммутационная и вспомогательная аппаратура обеспечивать бесперебойное питание потребителей электроэнергии на требуемом уровне надежности. Очень важно также, чтобы качество электрической энергии соответствовало установленным нормам. Основной задачей системы электроснабжения является обеспечение эксплуатационной работы железной дороги для этого необходимо, чтобы мощность всех элементов системы электроснабжения была достаточной для обеспечения потребной каждому локомотиву мощности при самых разнообразных условиях работы железной дороги.

Эти задачи могут быть решены только при правильно выбранных параметрах системы электроснабжения, т. е. обеспечивающих работу оборудования в допустимых для него пределах по нагрузке и необходимому качеству электроэнергии, а также при обеспечении необходимого резерва.

Известно, что недопустимое для данного элемента электрической установки увеличение нагрузки может привести к выходу его из строя. С другой стороны, увеличение номинальной мощности любого элемента и, следовательно, допустимой для него нагрузки связано с увеличением затрат. Поэтому необходимо уметь выбирать параметры всех устройств системы электроснабжения так, чтобы они бесперебойно работали в течение времени, определяемого их нормальным сроком службы, при минимальных затратах.

## 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИМОРСКОГО РАЙОНА

### **1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Приморского района**

Приморский край является административной единицей Российской Федерации с 20 сентября 1938 года. Приморский край занимает юго-восточную окраину России. Он расположен в самой южной части Дальнего Востока на берегу Японского моря. На юге и востоке он омывается Японским морем, на севере граничит с Хабаровским краем, на западе – с Китаем и Северной Кореей. Протяженность государственной границы между Россией и Кореей невелика. Она проходит по реке Тумыньцзян от ее устья до района озера Хасан. Далее начинается граница между Россией и Китаем. Она пролегает по водоразделу Черных гор - отрогов хребта Чан-бо-шань, затем по реке Ушагоу - притоку реки Суйфуна, и по водоразделу хребта Пограничного

до устья реки Тур. Здесь государственный рубеж по прямой линии пересекает озеро Хамка, достигает истоков вытекающей из этого озера реки Сунгачи, следует по ней до впадения в реку Уссури и, придерживаясь русла последней, достигает границы между Приморским и Хабаровским краями. Административная граница между Приморским и Хабаровским краями проходит, в основном, по водоразделу бассейнов рек Бикина и Хора (правых притоков реки Уссури), а затем - по водоразделу бассейнов рек Хора и Самарги, впадающей в Японское море. Северо-восточная часть этой границы проходит по водоразделам бассейнов Самарги и более мелких рек восточных склонов Сихотэ-Алиня: Копни, Ботчи и Нельмы.

Территория края - 165,9 тыс. км<sup>2</sup>, что составляет около 1% (0,97%) площади Российской Федерации. Приморский край относится к числу средних по величине областей нашей страны, но тем не менее по площади он значительно больше таких государств, как Греция (131,9 тыс. км<sup>2</sup>), или Болгария (111 тыс. км<sup>2</sup>), или Исландия (103 тыс. км<sup>2</sup>); а площадь Бельгии, Голландии, Дании и Швейцарии, вместе взятых, меньше площади края.

Основные крупные физико-географические подразделения Приморского края – Сихотэ-Алинский (южная половина) и Восточно-Маньчжурская (восточная окраина) горные области, а также разделяющая их Западно-Приморская равнина.

#### Климатические условия

Климатические условия края во многом определяются его географическим положением - на стыке Евразии и Тихого океана. Зимой здесь господствуют холодные континентальные воздушные массы, а летом прохладные океанические. При этом "смягчающее" воздействие, особенно на прибрежные территории оказывает муссонный климат: прохладная весна, дождливое и туманное лето, солнечная сухая осень и малоснежная с ветрами зима. В центральных и северных районах края континентальный климат более выраженный. Общее годовое количество осадков 600-900 мм, большая их часть выпадает летом. Вдоль морского побережья с С-В на Ю-З

проходит холодное Приморское течение, которое вызывает продолжительные туманы.

## **1.2 Характеристика источников питания**

Приморская ГРЭС — угольная тепловая электростанция (ТЭС), расположенная в посёлке городского типа Лучегорск Приморского края России. Первый энергоблок станции был введён в эксплуатацию в 1974 году, последний в 1990-м.

Установленная электрическая мощность Приморской ГРЭС составляет 1467 МВт, что на 2012 год делает её самой мощной ТЭС на Дальнем Востоке.

С момента запуска в 1974 году до 2010 года ТЭС произвела 154 млрд кВт·ч электроэнергии или вырабатывала в среднем 4,3 млрд кВт·ч за год, в 2000-х годах выработка составляла приблизительно 5,1 млрд кВт·ч.

В качестве топлива используется уголь, добываемый открытым способом в непосредственной близости к ГРЭС в Лучегорском угольном разрезе. Также используется уголь Бикинского угольного разреза.

ГРЭС использует три трубы, самая высокая из них высотой 330 м, была построена в 1990 году и является самым высоким сооружением в регионе. Приморская ГРЭС является самой мощной тепловой электростанцией на Дальнем Востоке, она обеспечивает электроэнергией большую часть Приморского края.

## **1.3 Характеристика электрических сетей района**

ЛуТЭК-Разрез-Надаровка-Игнатьевка 1, 110 кВ

От ПС ЛуТЭК до ПС Игнатьевка:

- 1) Количество цепей: 2
- 2) Протяжённость: по трассе 24,2 км, по цепям 24,2 км
- 3) Марка провода: АС-120, АС-95/16
- 4) Тип опор: металлические У6М, У2М, П4М-1, ж/б ПБ-110-2
- 5) Количество опор: металлические – 62 шт, ж/б – 52

б) Марка фундамента на металлических опорах: Ф6-У, Ф5-У

7) Марка грозотроса: С-50, ТК-50

8) Год ввода: 1991

ЛуТЭК-Разрез-Надаровка-Ласточка-тяговая-Игнатъевка 2, 110 кВ

От ПС ЛуТЭК до Ласточка-тяговая-Игнатъевка:

1) Количество цепей: 2

2) Протяжённость: по трассе 24,2 км, по цепям 24,2 км

3) Марка провода: АС-120

4) Тип опор: металлические У6М, У2М, П4М-1, ж/б ПБ-110-2

5) Количество опор: металлические – 60 шт, ж/б – 52

б) Марка фундамента на металлических опорах: Ф6-У, Ф5-У

7) Марка грозотроса: С-50, ТК-50

8) Год ввода: 1991

Надаровская-Горная-Центральная 1,2, 35 кВ (в габаритах 110 кВ)

От ПС Надаровская до ПС Центральная:

1) Количество цепей: 2

2) Протяжённость: по трассе 11,307 км, по цепям 22,614 км

3) Марка провода: АС-95

4) Тип опор: металлические У2М, У6М, ж/б ПБ-110-4

5) Количество опор: металлические – 9 шт, ж/б – 46

б) Марка фундамента на металлических опорах: Ф5-У

7) Марка грозотроса: С-50

8) Год ввода: 1994

#### **1.4 Анализ существующих режимов**

Анализ существующей схемы сети необходим для выявления недостатков сети, устаревших элементов.

Карта - схема приведена на рисунке 1.

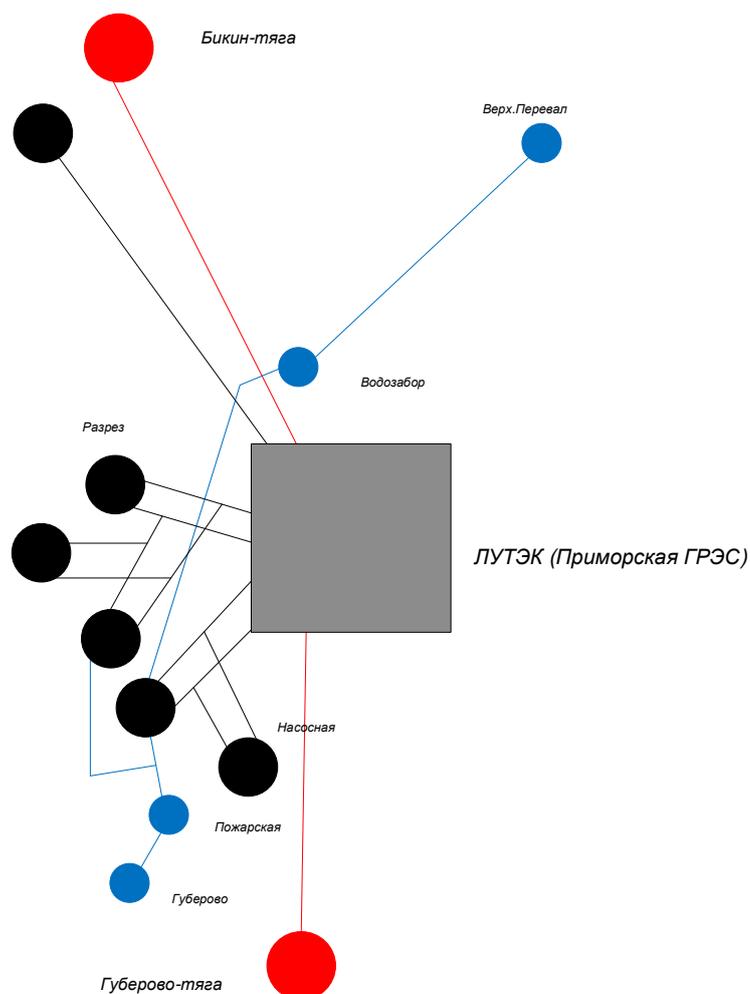


Рисунок 1 – Карта-схема Приморских сетей 35-220 кВ

Энергосистема (ЭС) Приморского края действует в составе Объединенной энергосистемы (ОЭС) Востока, в состав которой кроме энергосистемы Приморского края входят энергосистема Амурской области, Объединенный энергорайон (ОЭР) энергосистем Хабаровского края и Еврейской автономной области, Южно-Якутский энергорайон (ЮЯЭР) Якутской энергосистемы.

ОЭС Востока работает изолированно от Единой энергосистемы (ЕЭС) России.

Основные характеристики ОЭС Востока и ЭС Приморского края за 2014 год представлены в таблице 1.

Показатель	ОЭС Востока	ЭС Приморского края	Доля ЭС и ОЭС Востока, %
------------	-------------	---------------------	--------------------------

Электропотребление, млрд кВт·ч	31,802	12,545	39,5
Максимум электрической нагрузки, МВт	5398	2,263	41,9
Число часов использования максимума, ч	5890	5540	-
Установленная мощность электростанций, МВт	9061	2612	28,8
Выработка электроэнергии, млрд кВт·ч	35,36	9,92	28,1
Отпуск электроэнергии от электростанций, тыс. Гкал	21965	5241	23,9

Таблица 1 - Основные характеристики ОЭС Востока и ЭС Приморского края за 2014 год

Из приведенных данных следует, что ЭС, обслуживающая территорию Приморского края, является крупнейшей в ОЭС Востока, на ее долю приходится 39,5 % потребления электроэнергии, 28,1 % вырабатываемой электрической и 23,9 % тепловой энергии.

Централизованным электроснабжением от ЭС охвачено около 75 % общей площади края и около 98 % населения Приморского края. Только населенные пункты, расположенные в отдаленных северных районах и

имеющие незначительные объемы электропотребления, снабжаются электроэнергией от автономных дизельных электростанций.

В энергосистеме Приморского края действуют:

1. Филиалы АО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК) — «Приморская генерация», «ЛуТЭК» (производство электрической и тепловой энергии, транспортировка и реализация тепловой энергии);

2. Филиал ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ФСК ЕЭС) — «Приморское предприятие магистральных сетей» (Приморское ПМЭС, передача электрической энергии, оперативное управление, эксплуатация и услуги по присоединению к электрическим сетям напряжением 220/500 кВ);

3. Филиал ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» (СО ЕЭС) — «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Приморского края» (Приморское РДУ, функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики);

4. Филиал АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (ДРСК) — «Приморские электрические сети» (передача и распределение электрической энергии, оперативное управление, эксплуатация и услуги по присоединению к электрическим сетям напряжением 110/35/10 кВ);

5. Филиал ПАО «Дальневосточная энергетическая компания» (ДЭК) — «Дальэнергосбыт» (сбыт электрической энергии потребителям Приморского края).

6. АО «Дальневосточная энергоуправляющая компания» (ДВЭУК, ввод электроэнергетических объектов, финансируемых из Федерального бюджета).

Кроме этого в крае действуют электросетевые предприятия (21 предприятие — транспортировщики и гарантирующие поставщики), приведены в Приложении К. Потребность в электрической и тепловой энергии хозяйственного комплекса и населения края в основном

обеспечиваются от тепловых электростанций филиалов АО «ДГК» — «Приморская генерация», «ЛуТЭК».



Рисунок 2 - Динамика электропотребления ЭС Приморского края

Из приведенных данных следует, что с 2010 по 2012 год наблюдался рост электропотребления, среднегодовые темпы роста составили 2,5 %.

В 2013 и 2014 годы произошло снижение электропотребления, составившее 1,3 % и 0,3 % относительно предыдущих лет соответственно, что обусловлено как влиянием экономического кризиса, так и погодными условиями.

#### 1.4.1 Составление графа электрической сети и выбор начальных данных для расчета режимов на ПВК

Расчет установившихся режимов необходим для оценки возможности их существования, анализа уровней напряжений в узлах и регулирования напряжения, определения перетоков мощности по ВЛЭП и через трансформаторы, а также для определения и анализа потерь мощности в элементах сети и в сети в целом.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. Расчет режима проводим в программно-вычислительном комплексе RastrWin. Программно-вычислительный комплекс RastrWin предназначен для решения задач составления и анализа уравнений установившегося режима и может использоваться при эксплуатации и проектировании электроэнергетических систем.

#### 1.4.2 Исходные данные для расчета установившегося режима

В качестве источников питания принимаем Приморскую ГРЭС. В RastrWin трехобмоточные трансформаторы представляются тремя ветвями, где каждая ветвь соответствует обмоткам ВН, СН и НН, которые зависят от коэффициента трансформации. Линии задаются активными и индуктивными сопротивлениями провода.

Таблица 2 – Параметры схемы замещения линий

Марка провода	Линия		$r$ , Ом	$x$ , Ом	$b$ , мкСм
1	2		3	4	5
АС-120	29	31	0,23	0,39	$2,4 \cdot 10^{-6}$
АС-120	34	43	3,16	5,42	$33,8 \cdot 10^{-6}$
АС-300	10	17	4,88	21,36	131,5
АС-95	30	33	1,06	1,51	$9,1 \cdot 10^{-6}$
АС-120	33	34	0,27	0,46	$2,9 \cdot 10^{-6}$
АС-95	33	45	3,00	5,15	$32 \cdot 10^{-6}$

#### 1.4.3 Расчет режима

При расчете максимального режима нагрузки узлов задаются максимальными активной и некомпенсированной реактивной мощностями. Мощности нагрузок на подстанциях принимаются приведенными к высокой стороне, за контрольный замер 2012 года.

#### 1.4.4 Анализ результатов расчета режима

Для нормального электроснабжения необходимо поддерживать нормальные уровни напряжения, обращать внимание на потери. При анализе результатов расчета режима электроэнергетической системы проверяют потери активной мощности и не должны превышать 5 %, а потери реактивной мощности 15 %. Результаты расчета приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Распределение потерь в схеме

Суммарные мощности	Максимальный режим	
	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар
Потери в трансформаторах	0,66	25,64
Потери в ЛЭП	0,6	0,11
Суммарные потери	1,26	25,75

## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### 2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Задача расчета: по данным контрольных замеров в зимний и летний периоды определить зимние и летние вероятностные характеристики электрических нагрузок. Также необходимо уточнить максимальные нагрузки, которые будут определяться составом и процентом подключаемых потребителей.

Данный раздел является базовым, так как от нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования подстанций, проводов и опор линий электропередач.

#### 2.1.1 Расчёт нагрузок существующих подстанций

*Средняя мощность* – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления:

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

где  $P_{cp}$  – средняя мощность,

$T$  - период,

$P_i$  – мощность, соответствующая времени  $t_i$  на графике нагрузок.

Под *среднеквадратичной (эффективной) мощностью* понимают математическое ожидание квадратов мощности за анализируемый период времени. Эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

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

где  $P_{эф}$  – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

*Максимальная мощность* – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий. Вероятностный максимум находится через коэффициент Стьюдента.

$$P_{max} = P_{cp} + t_{\beta} \cdot \sigma_p = P_{cp} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right) \quad (3)$$

где  $P_{max}$  – максимальная мощность,

$t_{\beta}$  - коэффициент Стьюдента,

$\sigma_p$  – среднеквадратичное отклонение,

$k_{\phi}$  – коэффициент формы, определяемый по формуле:

$$k_{\phi} = \frac{P_{ск}}{P_{cp}} \geq 1 \quad (4)$$

Под *минимальной мощностью* понимают среднее значение нагрузки в часы минимума нагрузок энергосистемы. Определяется для оценки устойчивости работы системы.

$$P_{\min} = P_{\text{ср}} \cdot \left(1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right) \quad (5)$$

По данным дня контрольного замера строим график нагрузки для зимы и для лета и вычисляем вероятностные характеристики.

Для выбора силовых трансформаторов и для анализа электрического потребления необходимо определить среднюю активную и реактивную мощность.

Таблица 4 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок на подстанциях

Подстанция	Время	P <sub>ср</sub>	P <sub>эф</sub>	P <sub>min</sub>	P <sub>max</sub>	Q <sub>ср</sub>	Q <sub>эф</sub>	Q <sub>min</sub>	Q <sub>max</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Игнатьевка	Зима	1,68	0,966	0,605	2,016	0,49	0,573	0,176	0,588
	Лето	0,7	0,819	0,252	0,84	0,21	0,246	0,076	0,252
Ласточка- тяговая	Зима	3,57	4,177	1,285	4,284	1,75	2,047	0,63	2,1
	Лето	3,57	4,177	1,285	4,284	1,75	2,047	0,63	2,1
Надаровска я	Зима	4,55	5,323	1,638	5,46	1,47	1,72	0,529	1,764
	Лето	3,22	3,767	1,159	3,864	1,05	1,228	0,378	1,26
Разрез	Зима	0,98	1,147	0,353	1,176	0,28	0,328	0,101	0,336
	Лето	0,84	0,983	0,302	1,008	0,28	0,328	0,101	0,336
Лучегорск	Зима	4,83	5,651	1,739	5,796	1,47	1,72	0,529	1,764
	Лето	3,5	4,095	1,26	4,2	1,05	1,228	0,378	1,26
Насосная	Зима	1,19	1,392	0,428	1,428	0,35	0,409	0,126	0,42
	Лето	0,7	0,819	0,252	0,84	0,21	0,246	0,076	0,252

Приморская ГРЭС	Зима	34,02	39,803	12,24 7	40,824	23,5 2	27,51 8	8,467	28,224
	Лето	25,83	30,221	9,299	30,996	17,7 8	20,80 3	6,401	21,336
Губерово-тяговая	Зима	7	8,19	2,52	8,4	2,94	3,44	1,058	3,528
	Лето	7,91	9,255	2,848	9,492	5,11	5,979	1,84	6,132

### 2.1.2 Прогнозирование электропотребления

Определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

$$P_{\text{прог}} = P^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}} \quad (6)$$

где  $P^{\text{баз}}$  – базовая заданная мощность;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,09;

$t_{\text{прог}}$  – год на который определяется электрическая нагрузка (2017 год);

$t_{\text{баз}}$  – год в который снимался первый замер (2012 год).

Для зимы:

$$P_{\text{ср\_Игнатьевка}}^{\text{прог}} = 0,42 \cdot (1 + 0,0323)^5 = 0,492 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{эф\_Игнатьевка}}^{\text{прог}} = 0,491 \cdot (1 + 0,0323)^5 = 0,576 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{мах\_Игнатьевка}}^{\text{прог}} = 0,504 \cdot (1 + 0,0323)^5 = 0,591 \text{ МВт};$$

Для лета:

$$P_{\text{ср\_Игнатьевка}}^{\text{прог}} = 0,14 \cdot (1 + 0,0323)^5 = 0,164 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{эф\_Игнатьевка}}^{\text{прог}} = 0,164 \cdot (1 + 0,0323)^5 = 0,192 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{мах\_Игнатьевка}}^{\text{прог}} = 0,168 \cdot (1 + 0,0323)^5 = 0,197 \text{ МВт}.$$

Прогнозируемая реактивная мощность находится аналогично.

Остальные значения прогнозируемых нагрузок приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок на

подстанциях.

Подстанция	Время	$P_{ср}$	$P_{эф}$	$P_{max}$	$Q_{ср}$	$Q_{эф}$	$Q_{max}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Игнатьевка	Зима	1,969	2,304	2,363	0,574	0,672	0,689
	Лето	0,821	0,96	0,985	0,246	0,288	0,295
Ласточка- тяговая	Зима	4,185	4,896	5,022	2,051	2,4	2,462
	Лето	4,185	4,896	5,022	2,051	2,4	2,462
Надаровская	Зима	5,334	6,241	6,401	1,723	2,016	2,068
	Лето	0,821	0,96	0,985	0,246	0,288	0,295
Разрез	Зима	0,149	1,344	1,379	3,282	3,84	3,939
	Лето	0,985	1,152	1,182	0,328	0,384	0,394
Приморская ГРЭС	Зима	39,881	46,661	36,336	27,572	32,259	25,012
	Лето	30,28	35,427	1,379	20,843	24,386	0,985
Губерово- тяговая	Зима	8,206	9,601	9,847	3,446	4,032	4,136
	Лето	9,273	10,849	11,127	5,994	7,009	7,188

## **2.2 Разработка вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции**

При разработке возможных вариантов схем электрической сети используются следующие принципы составления вариантов.

- линии не должны пересекаться;
- обязательный учет категоричности потребителей по надежности электроснабжения;
- исключение обратных перетоков мощности в разомкнутых сетях;
- исключение объединения маломощных подстанций с крупными в замкнутых сетях;
- возможное применение простых конфигураций электрических сетей.
- нежелательное применение сложнзамкнутых схем;
- связность сети;

- разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки;
- вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надежности электроснабжения;
- необходимо предусмотреть возможность развития электрических нагрузок в пунктах потребления;
- вариант электрической сети должен быть технически осуществимым.

При построении вариантов необходимо учитывать, что магистральные сети по сравнению с кольцевыми имеют большую протяженность воздушных линий в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ, меньшую стоимость потерь электроэнергии. Кольцевые сети более надежны, гибки, удобны при дистанционном управлении.

При разработке схем учитывается и то, что замкнутые схемы более надежны, а разомкнутые – более экономически выгодные, что немаловажно. Схемы электрических сетей должны с минимальными затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, безопасность эксплуатации сети, а также возможность её дальнейшего развития и подключение новых потребителей.

Так как сеть загружена и рост нагрузки на ПС «Ласточка» может привести к необходимости замены проводов, то предлагается рассмотреть два варианта:

Вариант №1: оставить существующую сеть 110 кВ;

Вариант №2: перевести ПС «Ласточка-тяговая» на 220 кВ.

Однолинейные схемы приведены в приложении А.

#### 2.2.1 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Для этого используются устройства компенсации реактивной мощности.

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

Расчетный коэффициент мощности определяется по формуле:

$$\operatorname{tg}(\varphi)_{\text{расч}} = \frac{Q_{\max i}}{P_{\max i}}, \quad (7)$$

где  $P_{\max i}$  – максимальная активная мощность ПС;

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

Требуемый коэффициент мощности равен 0,4 [6].

Определение суммарной мощности КУ, которую нужно скомпенсировать на шинах 6-10 кВ каждой подстанции, на одну систему шин, определяется по формуле:

$$Q_{\text{КУ}i} = \frac{Q_{\max i} - P_{\max i} \cdot \operatorname{tg}(\varphi)}{2}, \quad (8)$$

где  $\operatorname{tg}(\varphi)$  – коэффициент реактивной.

По полученной расчетной мощности КУ выбирается тип и количество серийно выпускаемых устройств компенсации реактивной мощности. Критерием выбора типа компенсирующей установки является следующее: если суммарная расчетная мощность КУ меньше 10 МВАр, то выгодно ставить БСК, если 10 МВАр и выше – СК или СТК.

Для дальнейшего выбора сечений ЛЭП требуется знать значение не скомпенсированной реактивной мощности для каждой ПС. Не скомпенсированная реактивная мощность – это мощность, которую требуется передать по ЛЭП до ПС.

Она определяется по следующей формуле:

$$Q_{HECKi} = Q_{\max i} - Q_{KVi}; \quad (9)$$

В таблице 6 покажем расчетные значения коэффициента мощности, подробный расчет показан в Приложении Б.

Таблица 6 – Расчетные коэффициенты мощности

Наименование подстанции	Расчетный коэффициент мощности
Игнатьевка	0,292
Ласточка-тяговая	0,49
Надаровская	0,323
Разрез	0,286
Губерово-тяговая	0,42

Как наглядно видно из таблицы 6 компенсацию реактивной мощности необходимо произвести на ПС «Ласточка-тяговая».

Проведем выбор компенсирующего устройства для ПС «Ласточка-тяговая»:

$$Q_{\text{ку.сш.Ласт.3}} := \frac{Q_{\text{ку.треб.Ласт.3}} \cdot 1.1}{N_{\text{сш}}} = 0.425 \quad \text{Мвар} \quad (10)$$

Принимаем к установке на ПС «Ласточка» УКРМ(П)56-10,5-600-450УЗ, определяем не скомпенсированную мощность:

$$Q_{\text{неск.Ласт.3}} := Q_{\text{мах3.Ласт}} - Q_{\text{ку.факт.Ласт.3}} = 2.4 \quad \text{Мвар} \quad (11)$$

## 2.2.2 Выбор сечений линий электропередачи и их конструктивное исполнение

Критерием для выбора сечения проводников ВЛ и КЛ является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном

случае, а по нормируемым обобщенным показателям для дальнейшего анализа. Причем, нормировать следует экономические токовые интервалы каждой марки провода для ВЛ разных напряжений. [31]

Суммарное сечение проводников ВЛ принимается [31] в зависимости от расчетного тока  $I_p$ , номинального напряжения линии, материала и количества цепей опор, района по гололеду и региона страны.

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются: для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности; для линий распределительной сети – совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.[36]

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети. Значение  $I_p$  определяется по выражению

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (12)$$

где  $\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_m$  и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом  $K_M$ ).

Введение коэффициента  $\alpha_i$  учитывает фактор разновременности затрат в технико-экономических расчетах. Для ВЛ 110—220 кВ принимается  $\alpha_i = 1,05$ , что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Значение  $K_M$  принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии.

Для определения тока на 5 год эксплуатации мы изначально при проектировании спрогнозировали нагрузки в разделе 4. Таким образом, мы

уже оперируем прогнозируемыми нагрузками. Тогда для нахождения тока на пятом году эксплуатации нам необходимо

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{(P_{\max}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_c}, \quad (13)$$

где  $P_{\max}^3$  - максимальная зимняя(прогнозируемая) активная мощность

ПС;

$Q_{\text{неск}}$  - некомпенсированная зимняя (прогнозируемая) реактивная мощность ПС;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение линии;

$n_c$  - количество цепей в линии.

Для Приморского края принимается 4 район по гололёду [4].

Для всех вариантов представим расчётные сечения на головных участках и длительно допустимые токи для выбранных сечений. По длительно допустимым токам производится проверка по условию нагрева проводов. То есть, если ток в линии в послеаварийном режиме меньше, чем длительно допустимый, то данное сечение провода можно выбрать для данной линии. Выбранные сечения на головных участках приведем в таблице 7.

Таблица 7 – Сечения проводов на проектируемых ветвях для первого и второго варианта

Наименование ВЛ	РвЛ, МВт	Qнеск, Мвар	I, А	ША, А	Марка провода	Текущая марка провода	Замена провода
1	2	3	4	5	6	7	8
Вариант №1 существующая сеть 110 кВ)							
Ласточка-	12,89	2,218	34	69	АС-120	АС-120	Не

ПримГРЭС	4						требуется
Вариант №2 (перевод ПС «Ласточка» на 220 кВ)							
1	2	3	4	5	6	7	8
Ласточка- Губерово	16,96 8	5,208	23	34	АС-240	-	-

### 2.2.3 Расчёт приведённых затрат для рассматриваемых вариантов

а) Расчет капитальных вложений производится по укрупнённым показателям.

Общие капитальные вложения на сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых[8]:

– капиталовложения на сооружение подстанций  $K_{ПС}$ , тыс. руб.;

– капиталовложения на сооружение ЛЭП  $K_{ВЛ}$ , тыс. руб.

$$K_{Общ} = (K_{ПС} + K_{ВЛ}) \cdot K_{Инф}, \quad (14)$$

где  $K_{Инф} = 5,8$  - коэффициент инфляции для 2009/2014 г.;

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

$$K_{ПС} = (K_{Тр} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{пост}) \cdot K_{инф}, \quad (15)$$

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

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств, тыс. руб.;

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

напряжения, тыс. руб.;

$K_{пост}$  – постоянная часть затрат, тыс. руб.;

$K_{\text{прос}}$  – затраты на вырубку просеки, тыс. руб.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{\text{ВЛ}} = (K_0 \cdot L) \cdot K_{\text{инф}} \quad (16)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии, тыс. руб./км;

$L$  – длина трассы, км.

Капиталовложения на покупку трансформаторов:

$$K_{\text{Тр}} = \Sigma K_{\text{Тр}i} \quad (17)$$

где  $\Sigma K_{\text{Тр}i}$  – стоимость трансформаторов на ПС, а также сумма на их монтаж/демонтаж, тыс. руб.

Капиталовложения на сооружении ОРУ:

$$K_{\text{ОРУ}} = n_{\text{РУ}} \cdot K_{\text{РУ}} \quad (18)$$

где  $K_{\text{РУ}}$  – стоимость РУ, тыс. руб.;

$n_{\text{РУ}}$  – количество РУ, шт.

Рассчитаем капиталовложения для варианта существующей сети с новой нагрузкой на ПС «Ласточка»:

$$K_{\text{ВЛ}} = (1150 \cdot 24,938) \cdot 5,8 = 1,663 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{ПС}} = 126000 \cdot K_{\text{И}} = 7,308 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\text{общ.}} = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ПС}} = 8,971 \text{ тыс. руб.};$$

б) Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

– издержки на эксплуатацию и ремонт  $I_{\text{ЭР}}$ ;

– издержки на амортизацию  $I_{\text{Ам}}$ ;

– стоимость потерь электроэнергии  $I_{\Delta W}$ .

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{\text{Ам}} + I_{\text{ЭР}} + I_{\Delta W} \quad (19)$$

где  $I_{\text{Ам}}$  – издержки на амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$I_{ЭР}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание, тыс. руб.;

$I_{ΔW}$  – затраты на передачу электроэнергии, тыс. руб.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{ЭР} = \alpha_{мэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{мэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (20)$$

где  $\alpha_{мэоВЛ}$ ,  $\alpha_{мэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы (20 лет):

$$I_{Ам} = \frac{K_{пс} + K_{вл}}{T_{сл}}, \quad (21)$$

где  $K_{ПС}$  – капиталовложения в ПС, тыс. руб.;

$K_{ВЛ}$  – капиталовложения в ВЛ, тыс. руб.;

$T_{сл}$  – срок службы, лет.

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети:

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

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

$C_{ΔW} = 1,81$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч [9].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах (если есть КУ) в зимний и летний периоды года:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{Тр} + \Delta W_{Кор} + \Delta W_{КУ} \quad (23)$$

где  $\Delta W_{ВЛ}$  – потери электроэнергии в ВЛ, МВт;

$\Delta W_{Тр}$  – потери электроэнергии в трансформаторах, МВт;

$\Delta W_{Кор}$  – потери электроэнергии на корону, МВт;

$\Delta W_{КУ}$  – потери электроэнергии в компенсирующих устройствах, МВт.

Потери в воздушных линиях[7]:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{неск.эф}^3)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{эф}^Л)^2 + (Q_{неск.эф}^Л)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л, \quad (24)$$

где  $T_3, T_Л$  – количество часов зимних и летних дней;

$P_{эф}, Q_{неск.эф}$  – эффективные активная и реактивная мощности ПС соответственно;

$R_{ВЛ}$  – активное сопротивление линии, Ом;

$L$  – длина линии, км.

Потери на корону вычисляется по формуле:

$$\Delta W_{Кор} = \Delta q_k \cdot L, \quad (25)$$

где  $\Delta q_k$  – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, МВт/км;

$L$  – длина линии, км.

Потери на корону учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{Тр} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{неск.эф}^3)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{тр} \cdot T_3 + \frac{(P_{эф}^Л)^2 + (Q_{неск.эф}^Л)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{тр} \cdot T_Л + 2 \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot T_э, \quad (26)$$

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

$T_3, T_Л$  – количество часов зимних и летних дней;

$P_{эф}, Q_{неск.эф}$  – эффективные активная и реактивная мощности ПС соответственно;

$R_{тр}$  – сопротивление трансформатора, Ом.

Рассчитаем издержки для ПС «Ласточка»:

$$I_{Ам} = \frac{730800}{15} + \frac{166300}{25} = 40320 \text{ тыс.руб.};$$

$$I_{ЭР} = 0,005 \cdot 730800 + 0,0085 \cdot 166300 = 37950 \text{ тыс. руб.};$$

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{7,9^2 + 2,2^2}{110^2} \cdot 0,249 \cdot 24,938 \cdot 4800 = 165,657 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год};$$

$$\Delta W_{Tr} = \frac{7,89^2 + 2,2^2}{110^2} \cdot \frac{1}{2} \cdot 2,5 \cdot 4800 + 2 \cdot 120 \cdot 4800 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год};$$

$$\Delta W_{общ} = 165,657 + 11152,3 + 1281,9 = 12599,857 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год};$$

$$I_{\Delta W} = 12599,857 \cdot 1,81 = 22810 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{общ} = 40320 + 37950 + 22810 = 101100 \text{ тыс. руб.}$$

в) Приведённые затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (27)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования, равный 0,1[8];

$K$  – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети, тыс. руб.;

$I$  – эксплуатационные издержки, тыс. руб.

Приведённые затраты ПС «Ласточка» :

$$Z = 0,1 \cdot 897100 + 101100 = 190800 \text{ тыс. руб.}$$

Подробный экономический расчёт для двух вариантов приведён в приложении В, результаты сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты экономического расчёта

№	ПС «Ласточка»	$\Delta W_{\Sigma}$ , МВт·ч/год	$K_{\Sigma}$ , тыс. руб.	$I_{\Sigma}$ , тыс. руб.	$Z$ , тыс. руб.
1	110 кВ	12599,9	897100	101100	190800
2	220 кВ	6609,3	953200	90640	186000

Вывод: проведя технико-экономическое сравнение двух вариантов, оказалось, что перевод сети ПС «Ласточка» на 220 кВ выходит на 10% дешевле по сравнению с вариантом на 110 кВ.

## 3 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 3.1 Общие положения

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Расчет тока к.з. аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

- определение искомого тока к.з.

Расчетный ток к.з. определяют в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производят по току трехфазного к.з.; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к.з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

- не учитывают емкостную проводимость линий;

- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;

- не учитывают влияние нагрузки;

- при вычислении тока к.з. обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи, если отношение  $\frac{x}{r}$  более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной

затухания апериодической составляющей тока к.з. -  $T_a$ . В нашем случае  $T_a$  будем определять приближенно.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов к.з. (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

При выборе электрических аппаратов РУ с напряжением 35 кВ и выше можно ввести ряд упрощений:

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;

- расчет ударного тока и апериодической составляющей тока к.з. можно выполнять по эквивалентным постоянным времени  $T_a$ , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям;

- принимая во внимание значительную удаленность РУ 35 кВ и выше от генераторов станций не учитываем затухание периодической составляющей тока к.з., то есть  $I_{пт} = I_{п0}$ .

### **3.2 Составление схемы замещения**

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах подстанции «Восточная» для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС.

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения. При этом установлены средние номинальные напряжения :

$U_{ср}$ : 500; 515; 330; 340; 230; 154; 115; 37; 20; 18; 17.75; 13.8; 10.5; 6.3; 3.15; 0.69; 0,4; 0,23кВ.

Схема замещения для расчета симметричного трехфазного короткого замыкания представлена на рисунке 3.

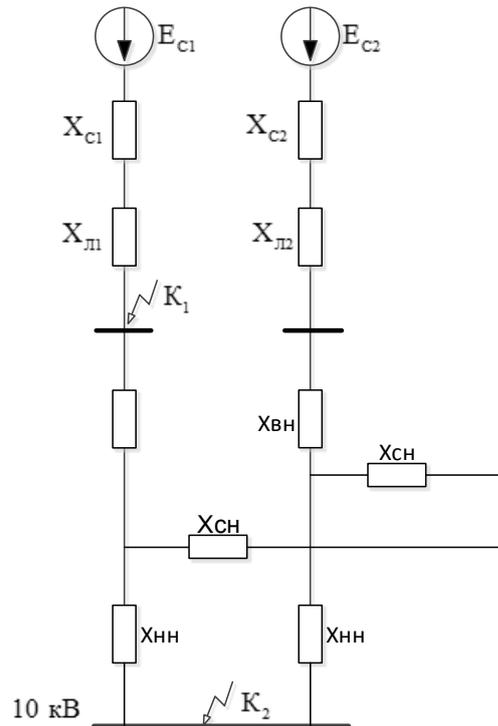


Рисунок 3 - Схема замещения для расчета токов короткого замыкания на ПС «Ласточка»

Расчёт выполняем в относительных единицах. Примем базисную мощность, равную  $S_{\delta} = 1000 \text{ МВА}$ . За базисное напряжение примем:

$$U_{BI} = 230 \text{ кВ}, U_{BII} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Базисный ток рассчитаем по следующей формуле:

$$I_{BI} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{BI}} \quad (28)$$

$$I_{BI} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,5 \text{ кА};$$

$$I_{BII} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{BII}} \quad (29)$$

$$I_{BII} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,9 \text{ кА}.$$

Определение параметров схемы замещения.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot U_{BI}} \quad (30)$$

$$X_{c1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 7,3 \cdot 230} = 0,34 \text{ Ом}$$

$$X_{c2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 7,5 \cdot 230} = 0,34 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформаторов:

$$X_{TB} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{тном}}} \quad (31)$$

$$X_{TB} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 5,2 \text{ Ом.}$$

$$X_{TH} = \frac{7}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2,8 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линий:

$$X_{.l1} = X_{y\delta} \cdot L_1 \cdot \frac{S_B}{U_{BI}^2} \quad (32)$$

$$X_{.l1} = 0,121 \cdot 59 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,14 \text{ Ом}$$

$$X_{.l2} = X_{.l1} = 0,14 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{\text{эKB}}} \cdot I_{\sigma}, \quad (33)$$

где  $X_{\text{эKB}}$  – эквивалентное сопротивление до точки КЗ;

$I_{\sigma}$  – базисный ток.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)} \quad (34)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{no}^{(3)}. \quad (35)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (36)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания,  $T_a = 0,03, [5]$ .

Произведем расчет тока КЗ в т. К1. Схема замещения приведена на рисунке 4.

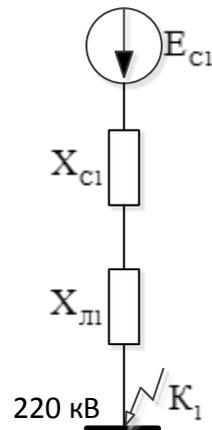


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К1

Преобразуем схему замещения:

$$X_1 = X_{c1} + X_{л1} \quad (37)$$

$$X_1 = 0,34 + 0,14 = 0,48 \text{ Ом}$$

$$X_2 = X_{c2} + X_{л2} \quad (38)$$

$$X_2 = X_1 = 0,48 \text{ Ом}$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} \quad (39)$$

$$X_{экв1} = \frac{0,48 \cdot 0,48}{0,48 + 0,48} = 0,24 \text{ Ом}$$

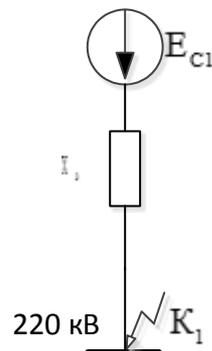


Рисунок 5 – Схема замещения после эквивалентирования

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_3} \cdot I_{от} \quad (40)$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{I}{0,24} \cdot 2,5 = 7 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,4 = 9 \text{ кА.} \quad (41)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72. \quad (42)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 10,4 = 25,2 \text{ кА.} \quad (43)$$

Произведем расчет тока КЗ в т. К2. Схема замещения приведена на рисунке 6.

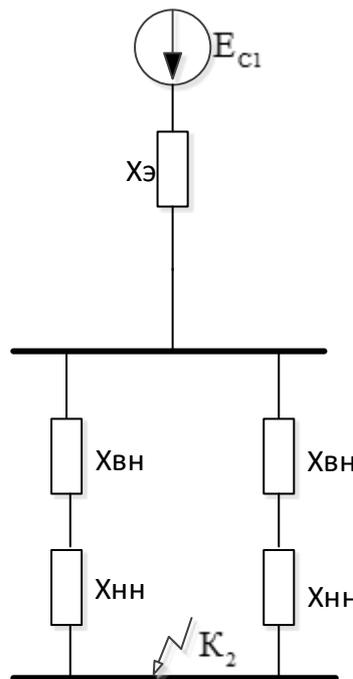


Рисунок 6 – Схема замещения для токов КЗ в точке К2

Преобразуем схему замещения:

$$X_2 = X_1 = X_{BH} + X_{HH} \quad (44)$$

$$X_2 = X_1 = 5,2 + 2,8 = 8 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{8 \cdot 8}{8 + 8} = 4 \quad (45)$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = 0,24 + 4 = 4 \text{ Ом}$$

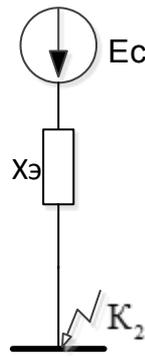


Рисунок 7 – Схема замещения после эквивалентирования в т.К2

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{ЭKB2}} \cdot I_{\text{бл}} \quad (46)$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{4,24} \cdot 2,5 = 7 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 0,6 = 0,52 \text{ кА.} \quad (47)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,72. \quad (48)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 0,52 = 1,25 \text{ кА.} \quad (49)$$

Результаты расчета сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{no}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{no}^{(2)}, \text{ кА}$	$T_a, \text{ с}$	$K_y$	$i_y, \text{ кА}$
<i>K1 (220 кВ)</i>	7	9	0,03	1,72	25,2
<i>K2 (10 кВ)</i>	5	0,52	0,03	1,72	1,25

## 4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС «ЛАСТОЧКА-ТЯГОВАЯ»

### 4.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ПС

Выбираемое количество трансформаторов на подстанции зависит от требований к надежности электроснабжения потребителей и поэтому является технико-экономической задачей. Однако в практике проектирование на подстанциях предусматривается, как правило, установка 2-х трансформаторов. Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной.

Определяем расчетную мощность силового трансформатора по формуле:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot \beta_{opt}}, \quad (50)$$

где  $N$  – количество трансформаторов

$\beta_{opt}$  – оптимальный коэффициент загрузки

Оптимальный коэффициент загрузки для однитрансформаторной подстанции составляет 0,85, для двух трансформаторной 0,7.

Определим расчетную мощность трансформатор ПС «Ласточка»:

$$S_{\text{расч}} := \frac{\sqrt{P_{\text{срЛаст}}^2 + Q_{\text{срЛаст}}^2}}{2 \cdot \beta_{\text{опт}}} = 5.68 \text{ МВА} \quad (51)$$

Выбираем ближайший серийно выпускаемый трансформатор, который имеет номинальную мощность 25 МВА.

Проверяем выбранные трансформаторы по коэффициенту загрузки при номинальном и после аварийном режиме.

$$K_{з.нi} = \frac{\sqrt{P_{\text{срi}}^2 + Q_{\text{нескi}}^2}}{2 \cdot S_{\text{номi}}}, \quad (52)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора;

$K_{з.н}$  – коэффициент загрузки при номинальном режиме.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен находиться в пределах от 0,65 до 0,7.

Проверим коэффициент загрузки для трансформаторов ПС «Ласточка»:

$$K_{з} := \frac{\sqrt{(P_{\text{срЛаст}})^2 + (Q_{\text{неск3.Ласт}})^2}}{2 \cdot 220} = 0.017 \quad (53)$$

Принятые к установке силовые трансформаторы типа ТДТНЖ-25000/220 прошли проверку по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режиме.

#### 4.2 Разработка однолинейной схемы подстанции

Однолинейная схема составляется для всей электроустановки. Составленная схема должна быть простой и наглядной и обеспечивать ряд условий:

- обеспечивать надежность в эксплуатации;
- осуществлять эксплуатацию с минимальными затратами средств и расходом материала;
- обеспечивать безопасность и удобство обслуживания;

- исключать возможность ошибочных операций персонала в процессе срочного переключения;
- число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ вплоть до 500 кВ должно быть не более двух;
- схема с отделителями и короткозамыкателями применяется при напряжении до 110 кВ и мощности трансформаторов до 25 МВА.

Так как железнодорожные потребители относятся в основном к I и II категории по надежности электроснабжения, поэтому ТП выполняют двухтрансформаторными, как правило, один из которых находится в резерве.

Однолинейную схему проектируемой транзитной тяговой подстанции (для ОРУ 230 кВ) по условиям работы защит секционируемой ЛЭП выполним с применением схемы мостика с выключателями в цепях линии, установкой транзитного выключателя и ремонтной перемычкой со стороны ЛЭП.

Схема тяговой подстанции с тяговой стороны (для ОРУ 27,5 кВ) выполним с одинарной, секционированной двумя разъединителями системой шин в двухпроводном исполнении, дополненной запасным выключателем и запасной шиной.

Схема тяговой подстанции со стороны районной нагрузки (для ЗРУ - 11 кВ) выполним с одиночной, секционированной выключателем системой шин.

Однолинейная схема представлена в приложении А.

#### **4.3 Конструктивное исполнение ПС**



Рисунок 8 – Тяговая подстанция

Площадки для строительства тяговых подстанций должны удовлетворять следующим требованиям: располагаться на незаселенной территории вблизи железнодорожных станций; не занимать земли, пригодные для сельского хозяйства; иметь рельеф, не требующий больших планировочных работ; находиться не в низменных и затопляемых местах; позволять совмещение тяговой подстанции с дежурным пунктом контактной сети; иметь удобные заходы для ВЛ и питающих линий контактной сети; предусматривать подвод двух железнодорожных подъездных путей и автомобильной дороги; обеспечивать возможность расширения, а в перспективе не более чем на расчетный десятый год эксплуатации перевод тяговой подстанции из одного типа в другой.

Здание общестанционного пункта управления (ОПУ) и конструкции РУ проектируют из современных строительных конструкций, предусматривая индустриальные методы строительно-монтажных работ.

Конструкция зданий ОПУ должна обеспечивать возможность блокирования с дежурными пунктами контактной сети. Располагают ОПУ по возможности в центре между РУ разных напряжений в целях минимального

расхода кабелей. Взаимное расположение РУ должно обеспечивать минимум пересечений и поворотов на подходах линий высокого напряжения к подстанциям, а также минимальную длину перекидок от трансформаторов до РУ; разрывы между РУ разных напряжений не должны быть меньше высоты портала РУ высшего напряжения.

РУ напряжением 27,5 кВ и выше на тяговых подстанциях, как правило, выполняются открытого типа; РУ 6 и 10 кВ на подстанциях переменного тока — из шкафов наружной установки типа КРУН, а на подстанциях постоянного тока — из камер внутренней установки; современные РУ 3,3 кВ выполняют только внутренней установки. Применение РУ внутренней установки, например, в городах или районах с загрязненной атмосферой, требует дополнительных технико-экономических обоснований.

Трансформаторы устанавливаются с учетом возможности замены их на следующий типоразмер по мощности.

Ошиновка РУ напряжением 27,5 кВ и выше выполняется алюминиевыми или сталеалюминиевыми проводами, жесткая ошиновка на стороне 10(6) кВ и в некоторых случаях на стороне 27,5 и 35 кВ допускается на коротких участках, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию;

в этом случае необходимо учитывать возможность резонанса шин при коротких замыканиях. Все ответвления от проводов и шин, а также присоединение проводов к аппаратным зажимам производят опрессовкой или сваркой.

Контрольные и силовые кабели до 1 кВ прокладывают в наземных лотках или по конструкциям РУ; для обеспечения проезда через лотки механизмов и машин предусматривают переезды с расположением лотков в одном уровне. Кабельные линии от различных РУ прокладывают в отдельных лотках.

Стационарное масляное хозяйство на тяговых подстанциях не предусматривается.

Внутренние ограждения (разрядников, трансформаторов и т. п.) выполняют металлическими, сетчатыми высотой 2 м. Наружное ограждение территории подстанции высотой 2 м выполняется из сборных железобетонных решетчатых конструкций или металлическим сетчатым. Расстояния между маслonaполненным оборудованием подстанций и зданиями с производственными категориями В, Г, Д вне территории подстанции, а также жилыми и общественными зданиями при степени огнестойкости этих зданий I и II; III; IV и V не должны быть меньше соответственно 16; 20; 24 м.

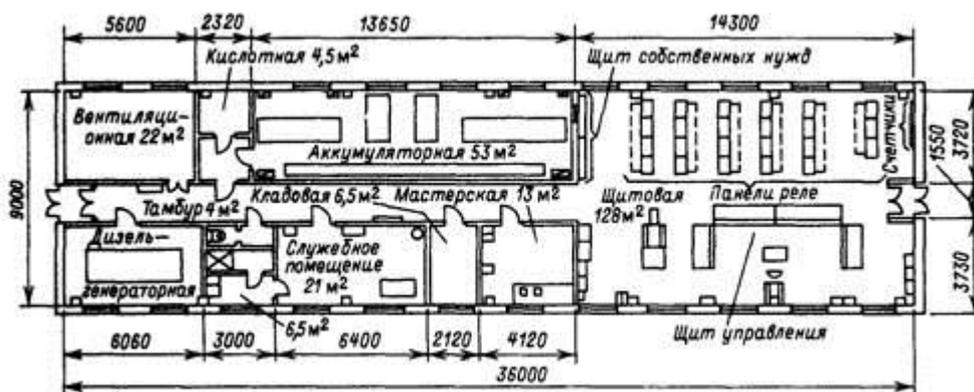


Рисунок 9 - Здание ОПУ для подстанции переменного тока

Размер здания ОПУ (или закрытая часть подстанции) определяется типом подстанции. Современные ОПУ проектируются одноэтажными с унифицированным набором помещений. За основу принят ОПУ для подстанций переменного тока, к которому при сооружении подстанции постоянного тока добавляются помещения РУ 3,3 кВ и 10 кВ, выпрямительно-инверторных агрегатов и сглаживающего устройства. ОПУ современных подстанций показано на рисунке 3.

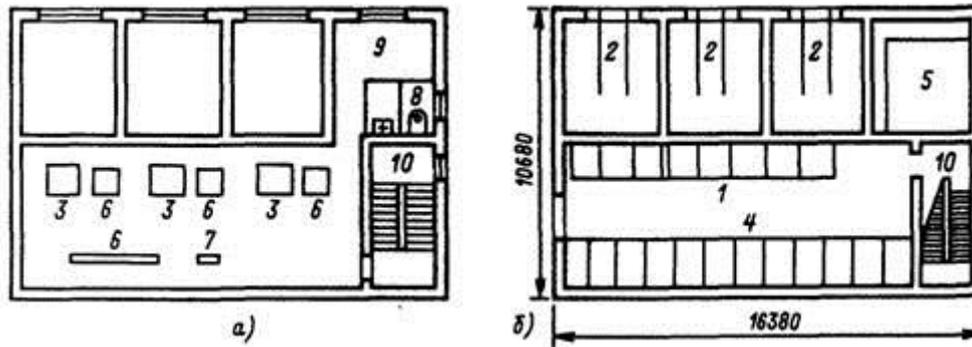


Рисунок 10 - Компоновка оборудования трехагрегатной тяговой подстанции: а - первый этаж; б — второй этаж; 1 — РУ 6 или 10 кВ; 2- трансформаторные камеры; 3 — кремниевые выпрямители; 4 — РУ 600 В; 5 — отрицательная шина; б — щиты управления и собственных нужд; 7 — шкаф телемеханики; 8 — санузел; 9 — служебное помещение; 10 — лестничная клетка.

Для подстанций постоянного тока добавляется помещение РУ 3,3 кВ и 10 кВ (292 м<sup>2</sup>) или помещение для РУ и выпрямительно-инверторных агрегатов (305 м<sup>2</sup>), а также помещение для сглаживающего устройства (9 м<sup>2</sup>).

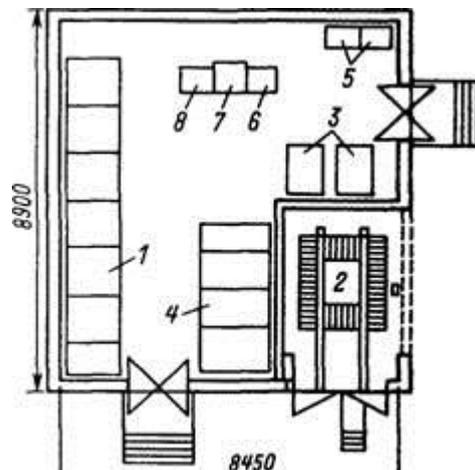


Рисунок 11 - Компоновка оборудования одноагрегатной тяговой подстанции: 1 — РУ 10 кВ; 2 — камера преобразовательного трансформатора; 3 — кремниевые выпрямители; 4 — РУ 600 В; 5 — шкафы отрицательной шины; б — щит управления агрегатом; 7 — щит собственных нужд; 8 — шкаф ТУ  
 В настоящее время в эксплуатации на городском транспорте находится большое количество разнообразных типов тяговых подстанций. Ниже приведены некоторые наиболее характерные из них.

В современной одноагрегатной тяговой подстанции все оборудование размещено в одном общем помещении и только силовой трансформатор вынесен в отдельную камеру 2 (рисунок 11).

РУ 10 кВ позволяет присоединить подстанцию к энергосистеме по схеме «линия—шина» или по радиальной схеме. Подстанция не имеет резервного оборудования и при необходимости полностью разгружается по контактной сети.

Распредустройство 600 В 4 состоит из двух линейных выключателей и одного секционного. При работе подстанции в режиме автоматического управления без телемеханики снаружи у входа предусматривается закрытый щиток управления основными коммутационными аппаратами. При необходимости производства работ на контактной сети со снятием напряжения бригада службы контактной сети специальным ключом открывает щиток и отключает подстанцию.

Многоагрегатная подстанция (рис. 4) существенно отличается от одноагрегатной как схемой первичной коммутации, так и конструктивным выполнением. Предназначенная для электроснабжения крупных транспортных узлов и магистралей, она имеет распределительное устройство 600 В 4, состоящее из нескольких линейных и одного запасного выключателей. Конструкция РУ 6 или 10 кВ 1 предусматривает присоединение не менее двух вводов от питающих центров.

Двухэтажное здание удобнее для много- агрегатных подстанций, так как сокращаются размеры подстанции в плане, что очень важно при размещении ее в стесненных городских условиях. Кроме того, сокращаются внутриподстанционные кабельные коммуникации. Это позволяет также выполнить трансформаторные камеры высокими для обеспечения возможности ремонта трансформатора с выемкой сердечника внутри камеры.

#### **4.4 Выбор и проверка ошиновки**

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и

трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

- 1) по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах.}} \quad (54)$$

- 2) по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (55)$$

где  $q_{\text{min}}$  – минимальное сечение провода;

$C$  – коэффициент, для алюминиевых шин и кабелей  $C = 91$ .

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: 220 кВ – 4 м. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 8000 МВ·А для напряжения 220 кВ, а также шины с токами КЗ >20 кА [22].

При проверке шин на динамическую стойкость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 95/59, длительный допустимый ток которых  $I_{\text{доп}} = 320$  А, диаметр провода  $d = 12,4$  мм. Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\max} < I_{\text{доп}}. \quad (56)$$

$$I_{\text{доп}} = 320 \text{ A}$$

$$I_{\max} = 65 \text{ A}$$

Предварительно выбранные шины могут быть приняты к установке.

#### **4.5 Выбор и проверка выключателей**

Выберем выключатели на ПС «Ласточка» на стороне 220 кВ. В данном диплом проекте предусматриваются элегазовые выключатели.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования, [6]:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей ОРУ – 220 кВ производится по следующим параметрам, [6]:

по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (57)$$

по длительному току

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (58)$$

где  $I_{\text{max}}$  – максимальный суммарный ток автотрансформаторов, проходящий через один выключатель РУ 220 кВ.

$$I_{P_{\max}} = \frac{\sqrt{P_{BH}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} \quad (59)$$

$$I_{P_{\max}} = \frac{\sqrt{3794^2 + 1200^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 11,9 \text{ A}$$

Проверяем по отключающей способности

$$I_{n0} \leq I_{\text{откл ном}} \quad (60)$$

На шинах 220 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ-220/2500, [6]. Для этого производятся следующие расчеты следующие расчеты.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) \quad (62)$$

где  $t_{\text{отк}}$  – время отключения;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания;  $T_a = 0,03$ .

$$I_{n.o} = 7 \text{ кА};$$

Время отключения находим по выражению:

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}}, \quad (63)$$

где  $t_{\text{рз}}$  – время действия релейной защиты, с;

$t_{\text{ов}}$  – время отключения выключателя, с.

$$t_{\text{отк}} = 2,3 + 0,055 = 2,355 \text{ с},$$

$$B_k = 7^2 \cdot (2,355 + 0,03) = 64,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{откл.ном.}}}{100}, \quad (64)$$

где  $\beta_H$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_H = 40 \%$ .

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА},$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (65)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 7 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 5,3 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (66)$$

$$B_k \leq B_{к.в} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Таблица 10 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{pmax} = 11,9 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$ $B_k = 4800 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{y\delta} = 25,2 \text{ кА}$ $B_k = 64,5 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$ $B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{no} = 7 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$ $I_{a.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$I_{no} = 7 \text{ кА}$ $I_{a\tau} = 5,3 \text{ кА}$	$I_{no} \leq I_{откл.ном}$ $I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

#### 4.6 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.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ, [6].

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность.

На стороне 220 кВ к установке принимается разъединители марки РН-220/1250У1, [8].

Результаты расчета представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 1250 \text{ А}$	$I_{p,max} = 11,9 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 25,2 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 64,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

#### 4.7 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту).

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ [6].

Трансформаторы тока выбираются:

по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (67)$$

по току

$$I_{норм} \leq I_{1ном}, \quad I_{max} \leq I_{1ном} \quad (68)$$

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

по конструкции и классу точности;

по электродинамической стойкости;

по термической стойкости

$$B_k \leq I_{ном}^2 t_m, \quad (69)$$

где  $t_m$  – время термической стойкости, величина справочная;

по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ} , \quad (70)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2НОМ}$  – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2} \quad (71)$$

где  $I_{2НОМ}$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2=5$  А, [6].

$S_{2НОМ}$  – вторичная номинальная нагрузка, при классе точности 0,2, номинальная вторичная нагрузка составляет 30 ВА.

Таким образом, номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2НОМ} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx r_2 \quad (72)$$

Вторичная нагрузка  $r_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{\text{приб}}$ , соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $r_{\text{к}}$ :

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (73)$$

Прежде чем преступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть  $2.5 \text{ мм}^2$  по меди и  $4 \text{ мм}^2$  по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно –  $6$  и  $10 \text{ мм}^2$ . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что  $Z_{\text{ПРОВ}} = r_{\text{ПРОВ}}$ .

Выбор измерительных приборов на ОРУ 220 кВ приведен в таблице 12.

На стороне 220 кВ предусматривается измерение электроэнергии в следующем объеме:

На ОРУ – измерение тока в одной из фаз ВЛ.

На стороне трансформатора – измерение тока в одной из фаз.

Таблица 12 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Меркурий 230 ART2	-	-	-
Ваттметр				
Варметр				
Счетчик АЭ				
Счетчик РЭ				
ИТОГО		7,5		7,5

Выберем марку трансформатора тока ТОГФ – 220 У1, [6], с данными:

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ.}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}}, \quad (74)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}, \quad (75)$$

где  $r_{\text{ПР}}$  – сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}}$  – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока [6];

$\sum r_{\text{ПРИБ}}$  – суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}, \quad (76)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами.

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{25} = 0,3 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $r_{\text{К}} = 0,1$  Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 1,2 - 0,3 - 0,1 = 0,8 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (77)$$

где  $l$  – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,  $l = 59$  м;

$\rho = 0,0283$  – удельное сопротивление материала (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \cdot 59}{0,8} = 2,1 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (78)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 59}{4} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,3 + 0,4 + 0,1 = 0,8 \text{ Ом.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 600 \text{ А}$	$I_p = 11,9 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_n = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{np} = 1,1 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_n$
$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 64,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{kp} \leq B_{kn}$
$I_{дин} = 160 \text{ кА}$	$I_{yд} = 11,7 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{yд}$

Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 10 кВ.

На стороне НН выберем трансформатор тока ТОЛ-10-УХЛ1, [6].

Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

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

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ.}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \quad (79)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} \quad (80)$$

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (81)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2 = 5 \text{ А}$ , [6].

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{7,5}{25} = 0,3 \text{ Ом},$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $r_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$ .

Вторичная нагрузка на трансформатор тока:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2} \quad (82)$$

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{20}{25} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Таким образом, приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 0,8 - 0,3 - 0,1 = 0,4 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (83)$$

где  $l$  – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,  
 $l = 6 \text{ м}$ ;

$\rho = 0,0283$  - удельное сопротивление материала (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,4} = 0,42 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (84)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,042$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,3 + 0,042 + 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 15. Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Таблица 15 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 400 \text{ А}$	$I_{p,max} = 268,1 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_{2НОМ} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,44 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 25,5 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k = 1024 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 234 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

На секционном выключателе и на отходящих присоединениях производим аналогичный расчет и выбираем трансформатор тока ТОЛ – 10/400-1 УХЛ1.

#### 4.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбираются, [6]:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (85)$$

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}, \quad (86)$$

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

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В · А .

Второе условие говорит о том, что нагрузка, подключаемая к вторичным обмоткам не должна превышать их номинальную мощность.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,5.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} \cdot \cos\varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin\varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (87)$$

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме «открытый треугольник». По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2 \text{ расч.}}$ .

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (88)$$

На стороне 220 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-220 УХЛ1, [6]. Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты сведем в таблицу 16.

Трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-220 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройств автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Трансформатор устойчив к токам короткого замыкания и дуговым разрядам на линии.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на ВН 220 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230 ART2	2	4	1	8
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Частотомер		2	5	2	20
Счетчик АЭ		6	0,1	2	1,2
Счетчик РЭ					
Итого					49,2

Результаты выбора трансформатора напряжения показаны в таблице 17.

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 49,2 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

На стороне 10 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 У2, [6].

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 18.

Таблица 18– Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на НН 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А

			В·А		
1	2	3	4	5	6
Вольтметр		2	4	1	8
Ваттметр	Меркурий 230 ART2	1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Частотометр		2	5	2	20
Счетчик АЭ		14	0,1	2	2,8
Счетчик РЭ					
Итого					

Каталожные данные приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Каталожные данные ТН НАМИ-10-У2.

Параметры			Значение параметра для трансформатора напряжения
Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерения	
Номинальное линейное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки	$U_{2обм.ном}$	В	0,1
Номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,5	$S_{2ном}$	В·А	75

Результаты выбора трансформатора напряжения показаны в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ-10		Место установки ТН и расчетные данные необходимые для сравнения с каталожными.
		1 и 2 системы шин на стороне 10 кВ
$U_{ном}$ , кВ	10	10
$S_{2ном}$ , ВА	75	50,8

Для защиты трансформаторов напряжения применяем высоковольтные предохранители ПKN001-10 УЗ.

#### 4.9 Выбор и проверка сборных шин и изоляторов

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

Выбор и проверка жестких шин

В ОРУ 220 и в РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами, [6].

При токах больше 3000 А рекомендуется применять шины коробчатого сечения, т.к. они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения. Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

Ток продолжительного режима:

$$I_{норм} = \frac{S_n}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (89)$$

$$I_{норм10} = \frac{25}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 173,2 \text{ А}$$

$$I_{\text{норм}220} = \frac{25}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 8,3 \text{ A}$$

$$I_{\text{р.мах}} = 1,35 \cdot I_{\text{норм}} \quad (90)$$

$$I_{\text{р.мах}10} = 1,35 \cdot 173,2 = 233,8 \text{ A}$$

$$I_{\text{р.мах}220} = 1,35 \cdot 8,3 = 11,2 \text{ A}$$

Принимаю на в РУ 10 кВ однополосные шины (40×5)мм;  $I_{\text{ном}} = 480 \text{ A}$ ;

$S = 200 \text{ мм}^2$ , а в ОРУ 220 кВ однополосные шины (30×4);  $I_{\text{ном}} = 365 \text{ A}$ ;

$S = 120 \text{ мм}^2$ .

Проверка по термостойкости:

- 10 кВ:

$$I_{\text{н.о}} = 5 \text{ кА}; T_a = 0,1; i_y = 1,25 \text{ кА}.$$

- 220 кВ:

$$I_{\text{н.о}} = 7 \text{ кА}; T_a = 0,3; i_y = 25,2 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_k = I_{\text{н.о}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a). \quad (91)$$

$$B_k = 5^2 \cdot (1,855 + 0,1) = 234 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_k = 7^2 \cdot (2,355 + 0,1) = 64,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}, \quad (92)$$

где  $c = 91$  принимаю по таблице, [5].

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{234 \cdot 10^6}}{91} = 168 \text{ мм}^2$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{64,5 \cdot 10^6}}{91} = 88,3 \text{ мм}^2$$

Что меньше принятого сечения  $q_{\text{min}} < S$ .

Шины термически стойкие.

Проверяем шины на механическую прочность. Проверка на механическую прочность.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном кз определяется по формуле, Н/м:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2}{a} \quad (93)$$

где  $a$  – расстояние между фазами, м.

Равномерно распределенная сила  $f$  создает изгибающий момент:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} \quad (94)$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W_a} \quad (95)$$

Принимаем, что шины соединены жёстко, тогда момент сопротивления  $W_a = 167 \text{ см}^3$ .

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{25500^2 \cdot 2^2}{167} = 0,3 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{11200^2 \cdot 2^2}{167} = 0,1 \text{ МПа.}$$

Шинная конструкция считается электродинамически стойкой, если максимальное расчетное напряжение в материале шин  $\sigma_{доп}$  не превосходят допустимых значений, т. е.

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп} \quad (96)$$

$$0,3 \leq 40$$

$$0,1 \leq 40$$

Таким образом, шины механически прочны.

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по номинальному напряжению и допустимой нагрузке. На стороне 10 кВ выбираем опорные полимерные изоляторы марки ИОЭЛ-10-5-065-02 УХЛ1,  $F_{разр} = 5000 \text{ Н}$ , а на 220 кВ – полимерные опорные изоляторы ОСК-10-220-А-4 УХЛ1,  $F_{разр} = 10000 \text{ Н}$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (97)$$

Для 10 кВ:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{25500^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 263,4 \text{ Н.}$$

Для 220 кВ:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{11200^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 50,8 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на изолятор  $F_{доп}$  принимается равной 60% от минимальной разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приложенной к головке изолятора, т. е.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (98)$$

Для 10 кВ:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 5000 = 3000 \text{ Н.}$$

Для 220 кВ:

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

$$F_{доп} \geq F_u \quad (99)$$

Для 10 кВ:

$$3000 \text{ Н} \geq 263,4 \text{ Н.}$$

Для 220 кВ:

$$6000 \text{ Н} \geq 50,8 \text{ Н.}$$

Опорные изоляторы марок ИОЭЛ-10-5-065-02 УХЛ2 и ОСК-10-220-А-4 УХЛ1 механически прочные.

Выбираем проходные полимерные изоляторы ИПЛ-10/8 II УХЛ1.

Расчетная сила находится по формуле:

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (100)$$

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{11200^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 27,2 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

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

Сопоставление расчётных и каталожных данных приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $10 \geq 10$
$F_{дон} = 4800 \text{ Н}$ $F_{расч} = 27,2 \text{ Н}$	$F_{разр} = 8000 \text{ Н}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$F_{дон} \geq F_{расч}$ $4800 \geq 137,86$
		$I_{ном} \geq I_{тах}$ $1600 \geq 1305$

#### 4.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд.

Таблица 22 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт·п	Всего		P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , кВт
1	2	3	4	5	6
Охлаждение ТДН-25000/220/27,5	22,2 · 2	44,4	0,85	44,4	27,5
Подогрев ВГТ-220	20,4 · 3	61,2	1	61,2	-
Подогрев КРУ	-	10	1	10	-
Отопление и освещение ОПУ	-	30	1	30	-
Освещение ОРУ	-	5	1	5	-
Итого				150,6	27,5

Расчетная нагрузка при K<sub>c</sub> = 0,8:

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \quad (101)$$

$$S_{расч} = 0,8 \sqrt{150,6^2 + 27,5^2} = 122,5 \text{ кВА};$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{S_{расч}}{1,4} \quad (102)$$

$$S_{расч.тр.} = \frac{122,5}{2} = 61,2 \text{ кВА } 25/10, [8].$$

#### 4.11 Выбор и проверка ячеек комплектного распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранным и готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

В дипломном проекте рационально принять КРУ серии К – 59 с выключателями ВВЭ – М-10 на большие отключаемые токи КЗ, [6].

КРУ серии К – 59 имеет:

- росоустойчивую фарфоровую изоляцию;
- высоковольтные коммутационные аппараты, расположенные на выкатных частях;
- высокочувствительную дуговую защиту;
- автоматическое управление электроподогревом внутри КРУ при низких температурах и высокой влажности.

КРУ серии К – 59 рассчитаны на применение всех типов высоковольтных выключателей данного напряжения: масляного, вакуумного и элегазового. Выкатные части с высоковольтным выключателем унифицированы. Работоспособность КРУ проверена при землетрясении до 9 баллов. Срок службы – 30 лет.

Наличие различных исполнений шкафов КРУ по главным электрическим цепям даёт возможность изготавливать РУ как с кабельными, так и с воздушными выводами.

КРУ безопасны в работе:

- имеется надёжная блокировка от неправильных действий

- обслуживающего персонала;
- смотровые окна обеспечивают наблюдение за оборудованием под напряжением;
  - при помещении выкатной части в ремонтное положение автоматически работающие шторы защищают обслуживающий персонал от случайного прикосновения к токоведущим частям под напряжением;
  - предусмотрено заземление любого участка главных цепей КРУ с помощью стационарных установленных заземляющих разъединителей.

В таблице 23 приведены параметры шкафа КРУ серии К – 59.

Таблица 23 – основные параметры шкафа КРУ серии К – 59У1

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А:	630
Номинальный ток отключения, кА	20
Электродинамическая стойкость, кА	51
Тип выключателя	ВВЭ-М-10-20/630
Тип привода к выключателю	Электромагнитный
Масса транспортного блока из шести ячеек, кг	5600
Габариты шкафа, мм: Ширина/глубина/ высота	750/3100/2725
Трансформатор тока	ТОЛ-10-УХЛ1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10 У2
Ограничители перенапряжения	ОПН-П-10/12,7/1 УХЛ1

Проверим выключатель ВВЭ-М-10-20/630 по термической стойкости и по отключающей способности.

Определим максимальный расчетный ток:

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{\sqrt{(P_{BH} + \Delta P_m)^2 + (Q_{неск} + \Delta Q_m)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} \quad (103)$$

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{\sqrt{3786^2 + 1339,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 268,1 \text{ A}$$

Таблица 24 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p_{\max}} = 268,1 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{пр.скв} = 51 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq i_{скв}$
$B_k = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 8,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 5 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{но} = 5 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$I_{a.ном} = 14,1 \text{ кА}$	$I_{at} = 11,3 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

#### 4.12 Разработка заземления и молниезащиты ПС

*Заземление* какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечение нормальной работы элементов в выбранном режиме.

*Рабочее заземление* – это соединение с землей некоторых точек сети (обычно нейтрали обмоток части силовых трансформаторов и генераторов), со следующей целью:

- снижения уровня изоляции элементов электроустановки;
- эффективная защита сети ОПН от атмосферных перенапряжений;
- снижения коммутационных перенапряжений.

*Защитное заземление* – это заземление всех металлических частей установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при повреждении изоляции. Защитное заземление

выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей и животных электрическим током.

Заземление выполняется в виде сетки с вертикальными и горизонтальными электродами. Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) [14].

4.12.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления

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

$$S = A \cdot B, \quad (104)$$

$$S = (68 + 1,5 \cdot 2)(30 + 1,5 \cdot 2) = 2343 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром равным:  $d = 10$  мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности, мм<sup>2</sup>:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2, \quad (105)$$

$$F_{M.П.} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость, мм<sup>2</sup>:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (106)$$

где  $T = 0,2$  с – время срабатывания РЗ;

$\beta = 21$  – коэффициент термической стойкости.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{9,2^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 44,891 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость, мм<sup>2</sup>:

$$F_{\text{Кор}} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (107)$$

$$\text{где } S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0, \quad (108)$$

где  $T = 240$  мес - время использования заземлителя за 20 лет;

$$S_{CP} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,003 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 1,381$$

$$F_{Kop} = 3,14 \cdot 0,932 \cdot (10 + 0,932) = 31,975 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{Kop} + F_{T.C.} \quad (109)$$

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{Kop} + F_{T.C.}; \quad (110)$$

$$F_{M.П.} = 78,5 \geq F_{\min} = 76,866 ; \text{ окончательно принимаем } d = 10 \text{ мм.}$$

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $a_{zop} = 5$  м.

Общая длина полос в сетке, м:

$$L_{\Gamma} = \frac{A \cdot B}{a_{zop}} + \frac{A \cdot B}{a_{zop}}, \quad (111)$$

$$L_{\Gamma} = 68 \cdot 5 + 30 \cdot 12 = 700 \text{ м}$$

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

Число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (112)$$

$$m = \frac{700}{2 \cdot \sqrt{2040}} - 1 = 6,231$$

Принимаем:  $m = 7$ .

Длина стороны ячейки, м:

$$L_{яч} = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (113)$$

$$L_{яч} = \frac{\sqrt{2040}}{7} = 6,915 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели, м:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (114)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2040} \cdot (7 + 1) = 774,473 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (115)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{2040}}{12} = 16,135.$$

Принимаем:  $n_B = 17$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (116)$$

где  $\rho_{\text{ЭР}}$  – эквивалентное удельное сопротивление грунта, из таблицы 1.

$$R_{1s} = 50 \cdot \left( \frac{0,1}{\sqrt{2040}} + \frac{1}{774,473 + 17 \cdot 5} \right) = 0,097 \text{ Ом};$$

$$R_{2s} = 20,69 \cdot \left( \frac{0,1}{\sqrt{2040}} + \frac{1}{774,473 + 17 \cdot 5} \right) = 0,067 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент для каждого слоя грунта:

$$\alpha_{u.i} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_i + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (117)$$

$$\alpha_{u.1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2040}}{(50 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,44;$$

$$\alpha_{u.1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2040}}{(20,69 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,46.$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, Ом:

$$R_{u.i} = R_{is} \cdot \alpha_{u.i}; \quad (118)$$

$$R_{u.1} = 0,097 \cdot 1,44 = 0,14 \text{ Ом};$$

$$R_{u.2} = 0,067 \cdot 1,46 = 0,10 \text{ Ом}.$$

Полученные импульсные сопротивления меньше 0,5 Ом, расчёты проведены верно.

Подробные расчёты представлены в приложении Г.

#### 4.12.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода.

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

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли[14].

Выполним молниезащиту для ПС «Ласточка».

Принимаем высоту молниеотвода:  $H = 25$  м.

Высота зоны защиты, м:

$$h_{\text{зф}} = 0,85 \cdot H, \quad (119)$$

$$h_{\text{зф}} = 0,85 \cdot 25 = 21,3 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H, \quad (120)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,3 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:  $h_i = 11$  м.

Расстояние между молниеотводами 2–3:  $L = 23$  м.

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли:  $r_{\text{с0}} = 26,3$  м.

Минимальная высота зоны защиты, м:

$$h_{cz} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H), \quad (121)$$

$$h_{cz} = 12,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (25 - 15) = 10,239 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта, м:

$$r_{1X} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (122)$$

$$r_{1X} = 26,3 \cdot \left( 1 - \frac{11}{21,3} \right) = 12,7 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта, м:

$$r_{1cx} = r_{col} \cdot \left( \frac{h_{cz} - h_x}{h_{cz}} \right), \quad (123)$$

$$r_{1cx} = 12,9 \cdot \left( 1 - \frac{11}{21,6} \right) = 12,7 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами 2–3:  $L = 15$  м.

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли:  $r_{c0} = 10,2$  м.

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{cz} = 12,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (20 - 15) = 11,971 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта, м:

$$r_{1X} = 26,3 \cdot \left( 1 - \frac{11}{21,3} \right) = 12,7 \text{ м.}$$

#### 4.12.3 Выбор и проверка ОПН

ОПН являются разрядниками, не имеющих искровых промежутков и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;

- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{н.р.}$ , которое для сетей 220 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot U_{ном.сети} \quad (124)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot 220 = 253 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент  $K_B$ , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (125)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{253}{1,48} = 170,9 \text{ кВ.}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-У-220/180/2УХЛ.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (126)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений,  $U = 460 \text{ кВ}$ ;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ограничителе,  $U_{ост} = 400 \text{ кВ}$ ;

$Z$  – волновое сопротивление линии,  $Z = 500 \text{ Ом}$ .

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (127)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны;

$c$  – скорость распространения волны;

$l$  – длина защищенного подхода.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(460 - 400)}{500} \cdot 400 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 207,1 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (128)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{207,1}{220} = 0,94 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН – 220/154/10/550 УХЛ1, [8].

Выберем ОПН на стороне 10 кВ.

$$U_{н.р.} = 1,1 \cdot 10 = 11 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{11}{0,9} = 12,2 \text{ кВ.}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН-П-10/12,7/1 УХЛ1, [8].

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 0,7 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(47,8 - 31)}{470} \cdot 31 \cdot 2 \cdot 0,7 \cdot 2 = 3,1 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{3,1}{10} = 0,31 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П-10/12,7/1 УХЛ1.

## 5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### **5.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при реконструкции электрической сети Приморского района**

В распределительных сетях напряжением выше 6 кВ дистанционные защиты линий от междуфазных КЗ используются в тех случаях, когда конфигурация сети и требования быстродействия и чувствительности не позволяют применять более простые защиты – МТЗ. На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно

отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты [3].

#### 5.1.1 Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты линий от КЗ на землю применяется защита, реагирующая на ток и мощность нулевой последовательности. Необходимость специальной защиты от КЗ на землю вызывается тем, что этот вид повреждений является преобладающим, а защита, включаемая на ток и напряжение нулевой последовательности, осуществляется более просто и имеет ряд преимуществ по сравнению с защитами от междуфазных повреждений. Защиты нулевой последовательности выполняются в виде токовых максимальных защит и отсечек как простых, так и направленных. В качестве токового органа защиты используется реле типа РТ-40 (иногда реле РНТ-560), которое включается на вход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды [3].

Реле напряжения типа РНТ представлено на рисунке 12:



Рисунок 12 – Реле напряжения типа РНТ

Для определения тока срабатывания первой ступени ТЗНП необходимо отстраиваться от токов, проходящих через измерительный трансформатор тока защиты при КЗ в начале и конце линии.

Зная токи нулевой последовательности, проходящие через измерительный трансформатор тока воздушной линии в точках КЗ, соответствующих началу и концу линии, можно рассчитать ток срабатывания первой ступени (быстродействующей отсечки) ТЗНП, а также построить характеристику спада тока КЗ нулевой последовательности для первой ступени защиты в зависимости от длины линии.

Ток срабатывания защиты второй ступени выбирается по условиям согласования с токовыми защитами первых (вторых) ступеней защит смежных линий. Время срабатывания данной ступени в общем случае согласуется с временем ТЗНП смежных участков.

Ток срабатывания защиты третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежных линий, или же по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции, а время ее срабатывания согласуется с временем работы ТЗНП ступеней смежных участков.

#### 5.1.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита линии (МТЗ) предназначена для отключения междуфазных и симметричных коротких замыканий. МТЗ имеет ступенчатую выдержку времени и отстраивается от рабочих номинальных токов линии. Применяется в качестве основной защиты для сетей до 10 кВ и в качестве резервной для линий 110-330 кВ на базе реле тока РТ-40 [3].

Рабочий номинальный ток линии будем считать при условии, что одна цепь защищаемой ВЛ отключена и нагрузка на подстанцию максимальна, а значит ток в одной цепи линии будет в два раза больше по отношению к тому току, который тек бы той же цепи при полностью включенной линии. Нужно это для того, чтобы при отключении одной цепи линии не было ложного срабатывания МТЗ в этом рабочем режиме.

К установке примем реле РТ-40/10.

Все следующие ступени МТЗ в общем случае будут отстраиваться от токов срабатывания резервируемой защиты на смежном участке. А коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,2 при коротком замыкании в конце резервируемой линии.

### 5.1.3 Мгновенная токовая отсечка

Токовой отсечкой называется максимальная токовая защита с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев мгновенное действие [3].

В отличие от максимальной токовой защиты селективность действия токовой отсечки достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия.

МТО отстраивается от КЗ на шинах приемной подстанции (в конце линии).

## **5.2 Релейная защита силового трансформатора на ПС «Ласточка»**

### 5.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита

Назначением данной защиты является защита от многофазных КЗ в обмотках и на выводах силовых трансформаторов. Пусть, защита выполняется с помощью реле ДЗТ-11, оснащенного помимо уравнивающих и дифференциальной обмоток еще и тормозной обмоткой, обеспечивающей защиту от ложного срабатывания реле при внешнем для трансформатора коротком замыкании.

Для того чтобы рассчитать необходимые для правильной работы защиты параметры трансформаторов тока и реле ДЗТ-11 необходимо знать значения номинальных токов, а также максимальных и минимальных токов КЗ на каждой из сторон силового трансформатора. Напомним, что за максимальный ток принимается ток трехфазного КЗ, а за минимальный – ток двухфазного КЗ.

На рисунке 13 приведена поясняющая схема, а также схема замещения для расчета необходимых токов.

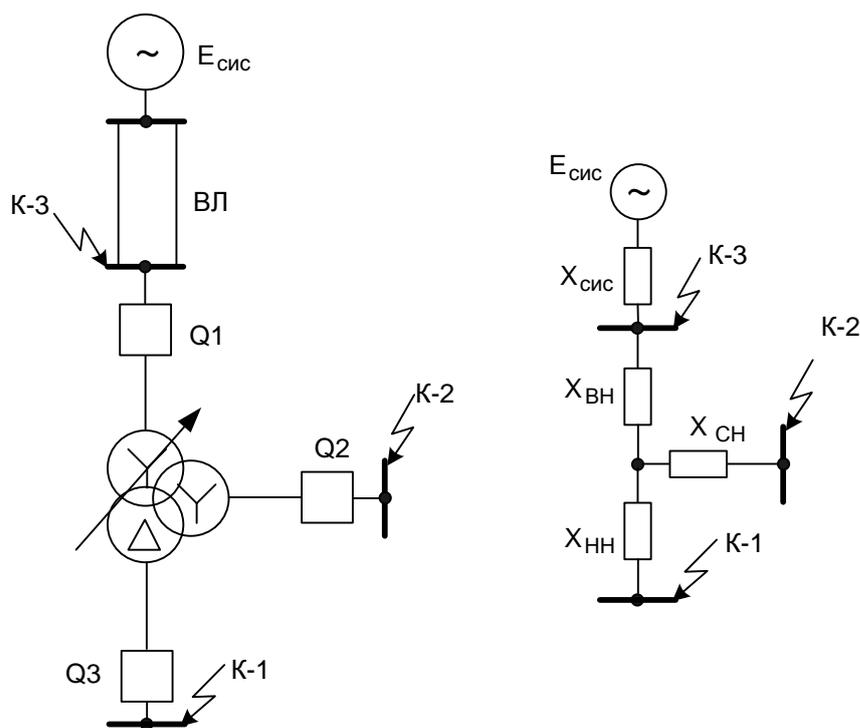


Рисунок 13 – Поясняющая схема и схема замещения для расчета  
необходимых токов

Для нахождения параметров силовых трансформаторов на ПС «Ласточка» установлены трансформаторы марки ТДТНЖ – 25000/220, необходимые характеристики которых представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристики трансформаторов

Тип	$\Delta U_{рпн}$	$S_{ном},$ МВА	Каталожные данные			Расчетные данные		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ			$X_T, \text{ Ом}$		
			$U_{номВН}$	$U_{номСН}$	$U_{номНН}$	ВН	СН	НН
ТДТНЖ – 25000/110	$\pm 8 \cdot 1,5 \%$	25	230	27,5	11	275	0	148

За основную сторону для расчета защит трансформатора примем сторону ВН (рассчитанные значения токов на сторонах СН и НН силового трансформатора будут приведены к стороне ВН).

Определение токов КЗ на сторонах силового трансформатора.

*Токи КЗ на стороне НН (точка К-1):*

Ток трехфазного КЗ для точки К-1 найдем по формуле:

$$I_{к.з.К-1}^{(3)} = \frac{E_{сис}}{\sqrt{3} \cdot (x_{сис} + x_{ВН} + x_{НН})}, \quad (129)$$

где  $E_{сис}$  - ЭДС системы ( $E_{сис} = U_{ном} = 220000 \text{ В}$ );

$x_{сис}$  - сопротивление системы, Ом;

$x_{ВН}, x_{НН}$  - сопротивление обмоток ВН и НН трансформатора соответственно, Ом.

$$x_{сис} = x_{1сис1} + x_{1л}; \quad (130)$$

$$x_{сис} = 10,244 + 1,281 = 11,525 \text{ Ом.}$$

$$I_{к.з.К-1}^{(3)} = \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot (11,525 + 142,2 + 82,7)} = 268,628 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ для точки К-1:

$$I_{к.з.К-1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 268,628 = 232,639 \text{ А.}$$

Токи КЗ на стороне СН (точка К-2):

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{к.з.К-2}^{(3)} = \frac{E_{сис}}{\sqrt{3} \cdot (x_{сис} + x_{ВН} + x_{СН})}, \quad (131)$$

где  $x_{СН}$  - сопротивление обмотки СН силового трансформатора, Ом

$$I_{к.з.К-2}^{(3)} = \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot (11,525 + 142,2 + 0)} = 413,143 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{к.з.К-2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 413,143 = 357,792 \text{ А.}$$

Токи КЗ на стороне ВН(точка К-3):

Данные токи уже известны из расчета, проведенного в главе 1.

Полученные значения токов КЗ на сторонах трансформатора сведены в таблицу 26.

Таблица 26 – Расчет токов при КЗ за трансформатором

Точка КЗ	Значение токов КЗ, А	
	$I_{к.з.}^{(3)}$	$I_{к.з.}^{(2)}$
К-1	268,628	232,639
К-2	413,143	357,792
К-3	5810	5031,608

Токи КЗ на сторонах трансформаторов в зоне действия ДЗТ примем равными значениям токов КЗ внешних для защиты ДЗТ (таблица 27) на этих же сторонах трансформатора в силу электрической близости данных точек.

Для дальнейшего расчета параметров дифференциальной защиты трансформатора необходимо выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока на каждой стороне силового трансформатора. Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока сведем в таблицу 5.

Таблица 27 – Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока

Параметр	Величины		
	ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора	$I_{номВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ А}$	$I_{номСН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 149,961 \text{ А}$	$I_{номНН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 524,864 \text{ А}$
Схема соединения вторичных обмоток трансформаторов тока	$\Delta$	$\Delta$	Y
Коэффициент схемы $K_{сxi}$	$K_{сxBH} = \sqrt{3}$	$K_{сxCH} = \sqrt{3}$	$K_{сxHH} = 1$

Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока	$n_{TApBH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 50,2}{5} = \frac{86,95}{5}$	$n_{TApCH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 149,961}{5} = \frac{259,74}{5}$	$n_{TApHH} = \frac{1 \cdot 524,864}{5}$
Установленный коэффициент трансформации $n_{TAi}$	$n_{TAвн} = \frac{150}{5}$	$n_{TAcн} = \frac{300}{5}$	$n_{TAnn} = \frac{600}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты	$I_{2BH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 50,2}{\left(\frac{150}{5}\right)} = 2,898 \text{ A}$	$I_{2CH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 149,961}{\left(\frac{300}{5}\right)} = 4,329 \text{ A}$	$I_{2HH} = \frac{1 \cdot 524,864}{\left(\frac{600}{5}\right)} = 4,374 \text{ A}$

Первичный номинальный ток на сторонах трансформатора находится по формуле:

$$I_{номi} = \frac{S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номi}}, \quad (132)$$

где  $S_{тр.ном}$  - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{номi}$  - номинальное напряжение на рассчитываемой стороне, кВ.

Схема соединения вторичных обмоток трансформатора тока определяется правилом: со стороны звезды силового трансформатора вторичные обмотки трансформатора тока собираются в треугольник, а со стороны треугольника силового трансформатора вторичная обмотка трансформатора тока собирается в звезду.

Коэффициент схемы  $K_{cx}$  для трансформатора тока равен  $\sqrt{3}$ , если его вторичная обмотка соединена в треугольник, и единице, если вторичная обмотка соединена в звезду.

Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока находится по соотношению:

$$n_{TAp} = \frac{K_{cx} \cdot I_{номi}}{5}. \quad (133)$$

Установленный коэффициент трансформации принимается в соответствии с рядом стандартных коэффициентов трансформации для трансформаторов тока.

Вторичные токи в плечах защиты находятся по формуле:

$$I_{2i} = \frac{K_{cx} \cdot I_{номi}}{n_{TAp}}. \quad (134)$$

Примем допущение, что на сторонах ВН и СН силового трансформатора установлены отдельно стоящие измерительные трансформаторы тока марки ТФМ и ТРГ соответственно, а на стороне НН силового трансформатора – измерительные трансформаторы марки ТОЛ. Отдельно стоящие измерительные трансформаторы тока имеют важное преимущество по сравнению со встроенными – больший охват зоны защиты (то есть при отдельно стоящих измерительных трансформаторах тока на силовом трансформаторе зоной защиты трансформатора охватывается еще и его ошиновка). Все установленные на сторонах силового трансформатора измерительные трансформаторы тока соответствуют классу точности 5Р (погрешность измерений равна 5%), которая подходит в перспективе и для микропроцессорных устройств релейной защиты.

*Расчет параметров реле и уставок дифференциальной защиты силового трансформатора:*

Ток срабатывания дифференциальной защиты силового трансформатора на базе реле ДЗТ-11 должен отстраиваться от броска тока намагничивания, а также от токов небаланса относительно сторон СН и НН силового трансформатора:

$$I_{с.з.} \geq \begin{cases} K_{зан} \cdot I_{номВН}; \\ K_{зан} \cdot I_{н.б.К-1}; \\ K_{зан} \cdot I_{н.б.К-2}. \end{cases} \quad (135)$$

где  $K_{зан}$  - коэффициент запаса ( $K_{зан} = 1,5$ );

$I_{н.б.К-1}$ ,  $I_{н.б.К-2}$  - токи небаланса от низкой и средней стороны соответственно.

Ток небаланса защиты, относительно стороны НН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-1} = (K_a \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рнн}}{100}) \cdot I_{к.з.К-1}^{(3)}, \quad (136)$$

где  $K_a$  - коэффициент, учитывающий наличие быстронасыщающегося сердечника в трансформаторах тока ( $K_a = 1$ );

$K_{одн}$  - коэффициент однородности трансформаторов тока, учитывающий наличие трансформаторов тока на разные или одинаковые напряжения (для трансформаторов тока на разные номинальные напряжения  $K_{одн} = 1$ );

$\varepsilon$  - погрешность работы трансформаторов тока, составляющая 5% для выбранных трансформаторов тока ( $\varepsilon = 0,05$ );

$\Delta U_{рнн}$  - наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора (при регулировке напряжения  $\pm 9 \cdot 1,78\%$ , наибольший относительный предел  $\Delta U_{рнн} = 16,02\%$ ).

$$I_{н.б.К-1} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 + \frac{16,02}{100}) \cdot 268,628 = 56,466 \text{ А.}$$

Ток небаланса защиты, относительно стороны СН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-2} = (K_a \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рнн}}{100} + \frac{\Delta U_{нбв}}{100}) \cdot I_{к.з.К-2}^{(3)}, \quad (137)$$

где  $\Delta U_{рнн}$  - наибольший относительный предел регулировки напряжения без возбуждения силового трансформатора (для силового трансформатора, как правило  $\Delta U_{нбв} = 5\%$ ).

$$I_{н.б.К-2} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 + \frac{16,02}{100} + \frac{5}{100}) \cdot 413,143 = 107,499 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} \geq \begin{cases} 1,5 \cdot 50,2 = 75,3 \text{ А;} \\ 1,5 \cdot 56,466 = 84,698 \text{ А;} \\ 1,5 \cdot 107,499 = 161,25 \text{ А.} \end{cases}$$

Из условия принимаем ток срабатывания защиты, равным 161,25 А.

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{с.р.} = \frac{K_{сх}}{n_{ТА}} \cdot I_{с.з.}; \tag{138}$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{\left(\frac{150}{5}\right)} \cdot 161,25 = 9,32 \text{ А.}$$

Поскольку условия отстройки срабатывания защиты от небаланса дают большие значения, чем условие отстройки срабатывания защиты от броска тока намагничивания, то схема соединения обмоток реле выполняется на сумму токов плеч. Схема соединения обмоток реле изображена на рисунке 14:

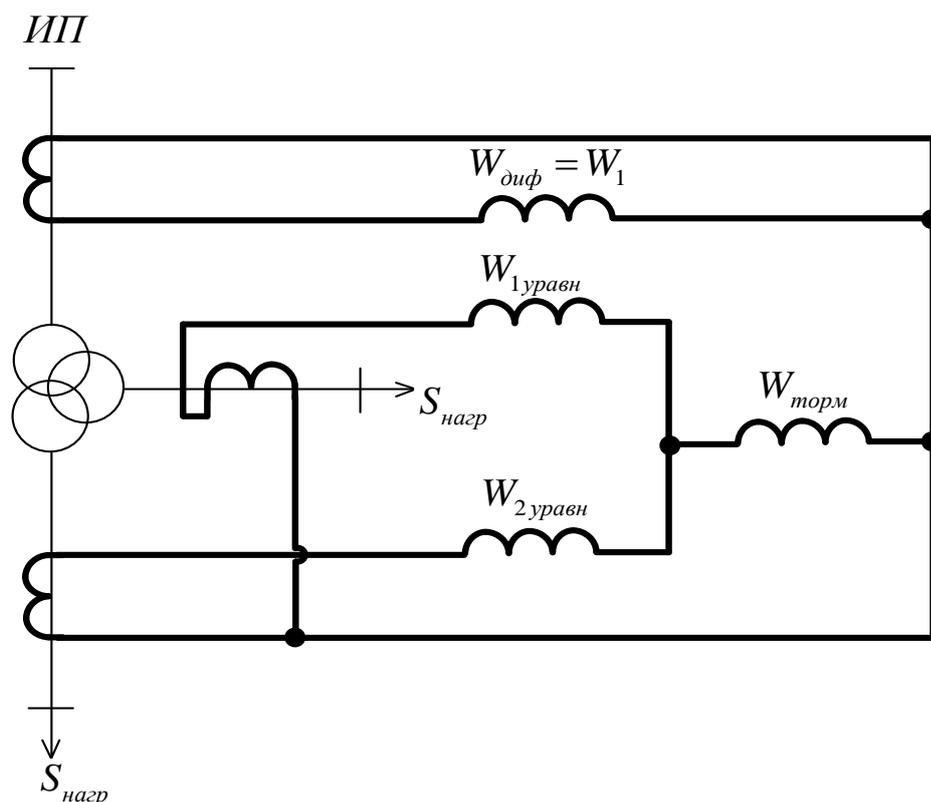


Рисунок 14 – Схема соединения обмоток реле на сумму токов плеч

Определим число витков в обмотках реле.

Рассчитаем число витков для дифференциальной обмотки, округлив получившееся значение в меньшую сторону:

$$W_{диф} = W_{1расч} = \frac{F}{I_{с.р.}}, \quad (139)$$

где  $F$  - МДС реле (для реле типа ДЗТ-11  $F = 100$  Ав).

$$W_{диф} = W_{1расч} = \frac{100}{9,31} = 10,74 \text{ витка.}$$

Принимаем  $W_{диф} = W_1 = 10$  витков.

Рассчитаем число витков в уравнивательных обмотках реле, округлив получившиеся значения в большую сторону.

Число витков второй уравнивательной обмотки:

$$W_{2\text{уравн.расч.}} = W_1 \cdot \frac{I_{2BH}}{I_{2HH}}; \quad (140)$$

$$W_{2\text{уравн.расч.}} = 10 \cdot \frac{2,898}{4,374} = 6,62 \text{ витков.}$$

Принимаем  $W_{2\text{уравн.}} = 7$  витков.

Число витков первой уравнивающей обмотки:

$$W_{1\text{уравн.расч.}} = W_1 \cdot \frac{I_{2BH}}{I_{2CH}}; \quad (141)$$

$$W_{1\text{уравн.расч.}} = 10 \cdot \frac{2,898}{4,329} = 6,69 \text{ витков.}$$

Принимаем  $W_{1\text{уравн.}} = 7$  витков.

В связи с разными значениями между рассчитанным и установленным числом витков уравнивающих обмоток реле, в нем возникают дополнительные токи небаланса, вносящие коррективы в токи небаланса, рассчитанные ранее.

Уточненный ток небаланса для стороны СН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-2\Sigma} = I_{н.б.К-2} + I'_{н.б.К-2}, \quad (142)$$

где  $I'_{н.б.К-2}$  - дополнительный ток небаланса, обусловленный различием между расчетным и установленным числом витков в первой уравнивающей обмотке реле, А.

$$I'_{н.б.К-2} = \left| \frac{W_{1\text{уравн.расч.}} - W_{1\text{уравн.}}}{W_{1\text{уравн.расч.}}} \right| \cdot I_{к.з.К-2}^{(3)}; \quad (143)$$

$$I'_{н.б.К-2} = \left| \frac{6,69 - 7}{6,69} \right| \cdot 413,143 = 19,144 \text{ А.}$$

Уточненный ток небаланса для стороны СН:

$$I_{н.б.К-2\Sigma} = 107,499 + 19,144 = 126,644 \text{ А.}$$

Уточненный ток небаланса для стороны НН силового трансформатора:

$$I_{н.б.К-1\Sigma} = I_{н.б.К-1} + I'_{н.б.К-1}, \quad (144)$$

где  $I'_{н.б.К-1}$  - дополнительный ток небаланса, обусловленный различием между расчетным и установленным числом витков во второй уравнивающей обмотке реле, А.

$$I'_{н.б.К-1} = \left| \frac{W_{2уравн.расч.} - W_{2уравн}}{W_{2уравн.расч.}} \right| \cdot I_{к.з.К-1}^{(3)}; \quad (145)$$

$$I'_{н.б.К-1} = \left| \frac{6,62 - 7}{6,62} \right| \cdot 268,628 = 15,42 \text{ А.}$$

Уточненный ток небаланса для стороны НН:

$$I_{н.б.К-1\Sigma} = 56,466 + 15,42 = 71,886 \text{ А.}$$

Теперь, зная уточненные токи небаланса, а также расчетное количество витков дифференциальной обмотки реле, представляется возможным найти количество витков тормозной обмотки реле.

Количество витков тормозной обмотки реле считается два раза (относительно сторон СН и НН силового трансформатора) и полученные расчетные значения округляются до ближайшего большего количества витков из стандартного ряда. Большее из округленных значений витков принимается к установке в катушке тормозной обмотки реле.

Число витков тормозной обмотки реле относительно стороны НН силового трансформатора:

$$W_{\text{торм.расч.1}} = \frac{K_{\text{зан}} \cdot I_{н.б.К-1\Sigma} \cdot W_{1расч.}}{I_{к.з.внеш.мах} \cdot tg\varphi}, \quad (146)$$

где  $K_{\text{зан}}$  - коэффициент запаса по избирательности ( $K_{\text{зан}} = 1,5$ );

$I_{к.з.внеш.мах}$  - значение тока внешнего максимального тока КЗ для стороны НН, А ( $I_{к.з.внеш.мах} = I_{к.з.К-1}^{(3)}$ );

$tg\varphi$  - тангенс реле ( $tg\varphi = 0,75$ ).

$$W_{\text{торм.расч.1}} = \frac{1,5 \cdot 71,886 \cdot 10,74}{268,628 \cdot 0,75} = 5,748 \text{ витков.}$$

Принимаем  $W_{\text{торм.1}} = 7$  витков.

Число витков тормозной обмотки реле относительно стороны СН силового трансформатора:

$$W_{\text{торм.расч.2}} = \frac{K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{н.б.К-2}\Sigma} \cdot W_{1\text{расч.}}}{I_{\text{к.з.внеш.мах}} \cdot \text{tg}\varphi}, \quad (147)$$

где  $I_{\text{к.з.внеш.мах}}$  - значение тока внешнего максимального тока КЗ для стороны СН, А ( $I_{\text{к.з.внеш.мах}} = I_{\text{к.з.К-2}}^{(3)}$ );

$$W_{\text{торм.расч.2}} = \frac{1,5 \cdot 126,644 \cdot 10,74}{413,143 \cdot 0,75} = 6,58 \text{ витков.}$$

Принимаем  $W_{\text{торм.2}} = 7$  витков.

Поскольку принятые значения количества тормозной обмотки в расчетах относительно низкой и средней стороны силового трансформатора равны, то примет к установке количество витков тормозной обмотки реле  $W_{\text{торм}} = 7$ .

После выбора числа витков реле, защита проверяется по чувствительности при внешних и внутренних коротких замыканиях на сторонах НН и СН силового трансформатора.

*Проверка защиты по чувствительности.*

При внешних коротких замыканиях коэффициент чувствительности должен удовлетворять условию:

$$K_{\text{ч}} = \frac{F_{\text{торм}}}{F_{\text{раб}}} \geq 2, \quad (148)$$

где  $F_{\text{торм}}$  - тормозная МДС при внешнем для защиты КЗ, Ав;

$F_{\text{раб}}$  - рабочая МДС при внешнем для защиты КЗ, Ав.

При коротких замыканиях в зоне действия защиты коэффициент чувствительности должен удовлетворять условию:

$$K_{\text{ч}} = \frac{F_{\text{торм}}}{F_{\text{раб}}} < 2, \quad (149)$$

где  $F_{\text{торм}}$  - тормозная МДС при КЗ в зоне действия защиты, Ав;

$F_{\text{раб}}$  - рабочая МДС при КЗ в зоне действия защиты, Ав.

Проверка защиты по чувствительности на стороне НН силового трансформатора:

Наиболее наглядно специфику расчета чувствительности защиты можно показать, воспользовавшись схемой соединения обмоток реле.

а) Внешнее КЗ на стороне НН силового трансформатора (рис. 15)

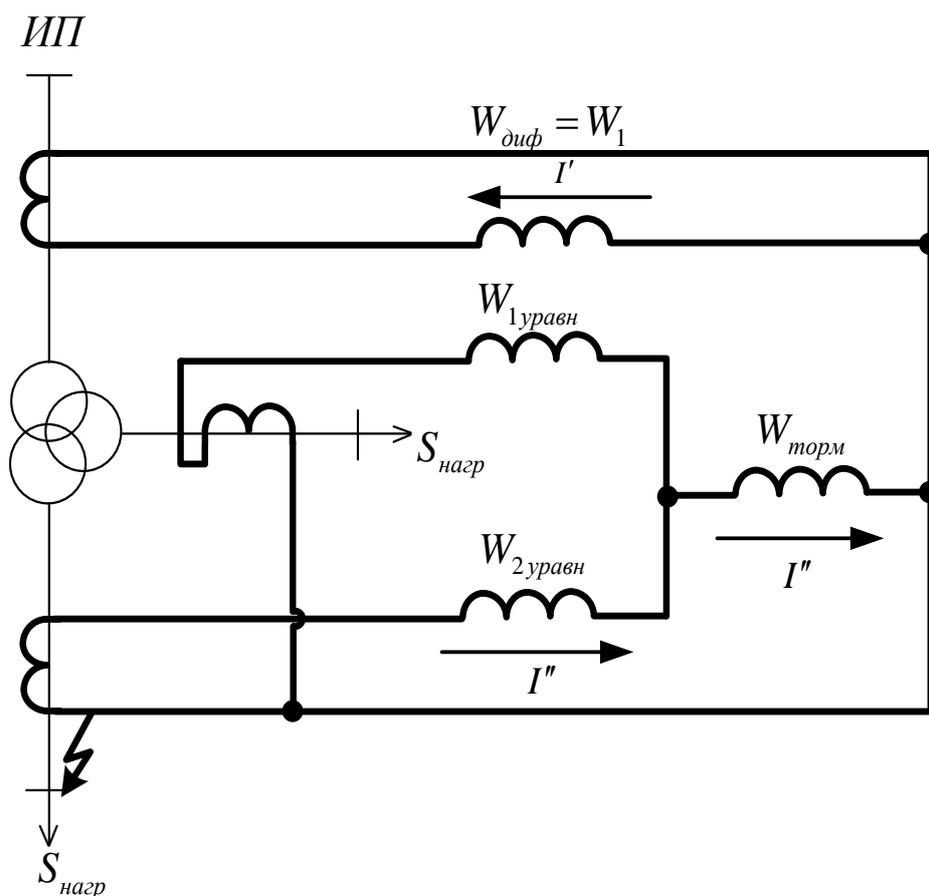


Рисунок 15 – Токи в обмотках при внешнем КЗ на стороне НН силового трансформатора

Значение МДС  $F_{раб}$  в этом случае равно:

$$F_{раб} = |W_{диф} \cdot I' - W_{2урavn} \cdot I''|, \quad (150)$$

где  $I'$ ,  $I''$  - вторичные токи измерительных трансформаторов тока на стороне ВН и НН силового трансформатора соответственно, приведенные к своему напряжению, А.

Вторичный ток измерительного трансформатора тока на стороне ВН силового трансформатора:

$$I' = \frac{I_{к.з.К-1}^{(3)} \cdot K_{сxBH}}{n_{ТАвн}}; \quad (151)$$

$$I' = \frac{268,628 \cdot \sqrt{3}}{\frac{150}{5}} = 15,51 \text{ А.}$$

Вторичный ток измерительного трансформатора тока на стороне НН силового трансформатора:

$$I'' = \frac{I_{к.з.К-1}^{(3)} \cdot K_{сxHH} \cdot \left(\frac{U_{номВН}}{U_{номНН}}\right)}{n_{ТАнн}}; \quad (152)$$

$$I'' = \frac{268,628 \cdot 1 \cdot \left(\frac{115}{11}\right)}{\frac{600}{5}} = 23,403 \text{ А.}$$

Значение МДС  $F_{раб}$ :

$$F_{раб} = |10 \cdot 15,51 - 7 \cdot 24,624| = 17,268 \text{ Ав.}$$

Значение МДС  $F_{торм}$  равно:

$$F_{торм} = W_{торм} \cdot I''; \quad (153)$$

$$F_{торм} = 7 \cdot 24,624 = 172,368 \text{ Ав.}$$

Коэффициент чувствительности защиты при внешнем КЗ на стороне НН силового трансформатора:

$$K_{\text{ч}} = \frac{172,368}{17,368} = 9,925 \geq 2.$$

Коэффициент чувствительности полностью удовлетворяет условию (точка  $K_{\text{ч}}$  находится в зоне уверенного торможения на характеристике срабатывания реле).

б) КЗ в зоне действия защиты на стороне НН силового трансформатора (рис. 16)

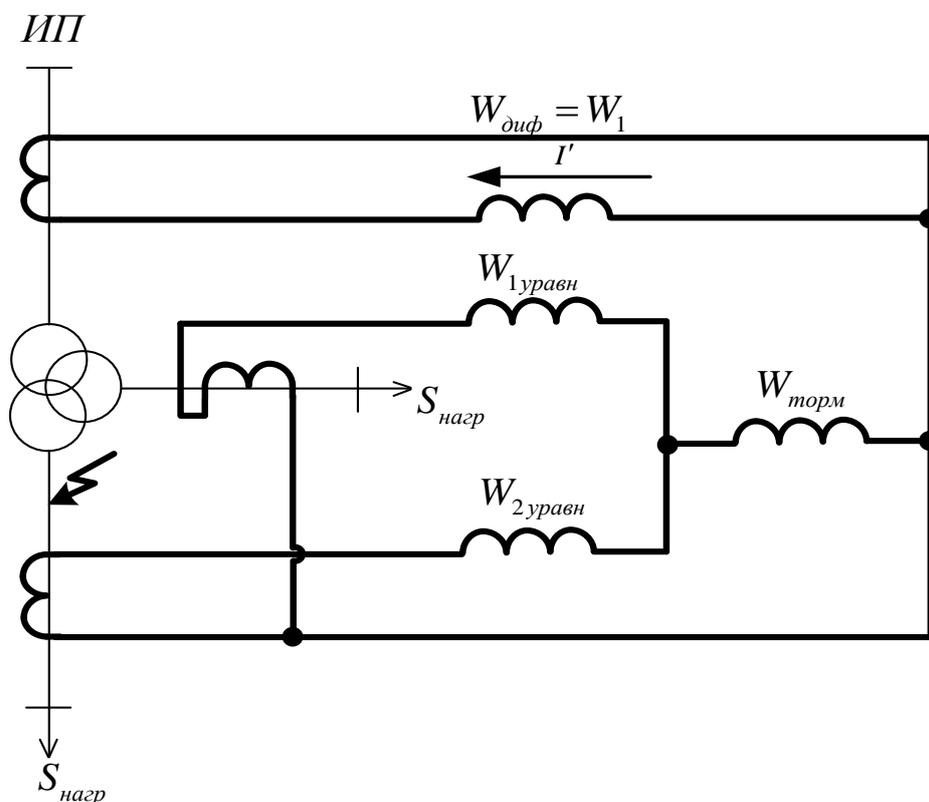


Рисунок 16 – Токи в обмотках реле при КЗ в зоне действия защиты на стороне НН силового трансформатора

Значение МДС  $F_{\text{раб}}$  в этом случае равно:

$$F_{\text{раб}} = |W_{\text{диф}} \cdot I'|; \quad (154)$$

$$F_{\text{раб}} = |10 \cdot 15,51| = 155,1 \text{ Ав.}$$

Вторичный ток измерительного трансформатора тока на стороне НН силового трансформатора будет отсутствовать, поскольку ток КЗ не будет проходить через него, а значит и будет отсутствовать ток во второй уравнивающей и тормозной обмотке реле, в связи с чем  $F_{\text{торм}} = 0$ .

Коэффициент чувствительности при КЗ в зоне действия защиты на стороне НН силового трансформатора:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0}{155,1} = 0 < 2.$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в зоне действия защиты полностью удовлетворяет условию (точка  $K_{\text{ч}}$  находится в зоне уверенного срабатывания на характеристике срабатывания реле).

На рисунке 17 наглядно проиллюстрирована характеристика срабатывания реле, на которой нанесены точки в соответствующих зонах при внешнем КЗ и КЗ в зоне действия защиты на стороне НН силового трансформатора.

*Характеристика срабатывания реле*

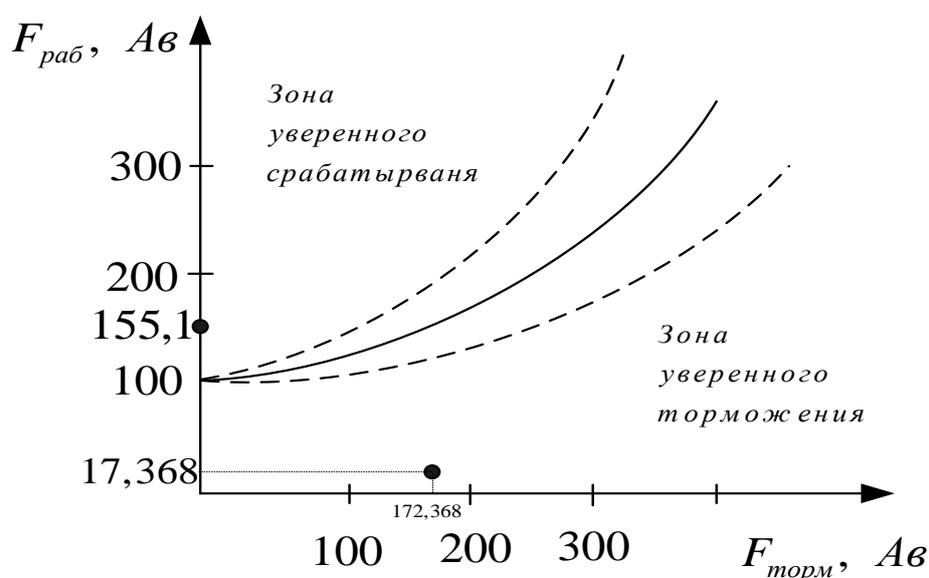


Рисунок 17 – Характеристика срабатывания реле

Проверка защиты по чувствительности на стороне СН силового трансформатора:

а) Внешнее КЗ на стороне СН силового трансформатора (рис. 18)

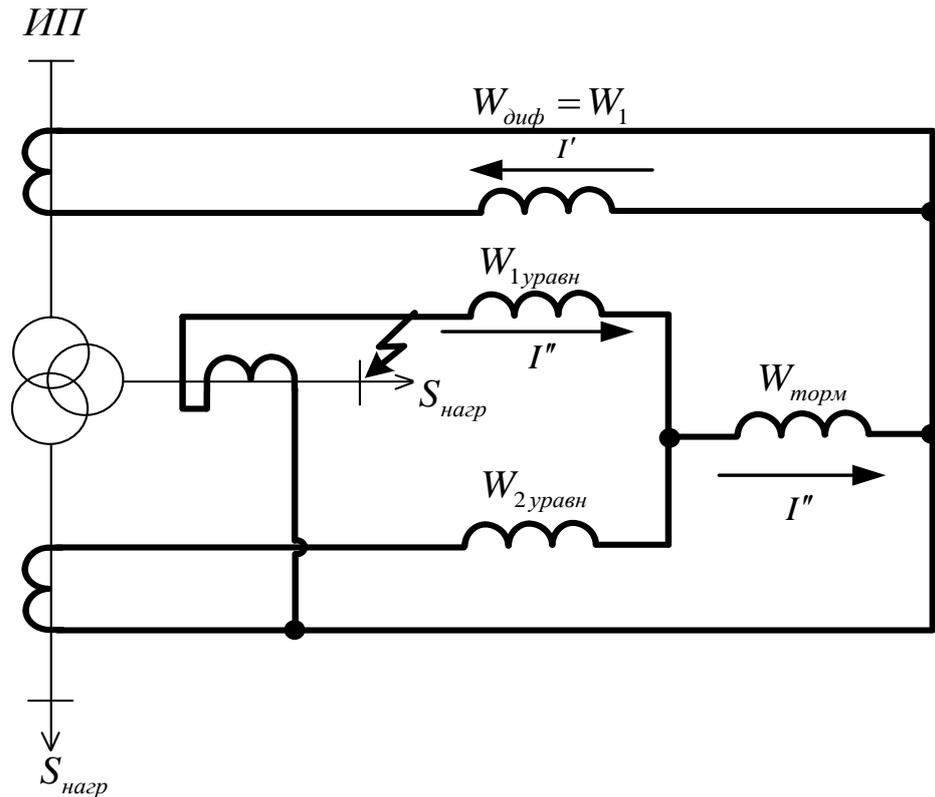


Рисунок 18 – Токи в обмотках реле при внешнем КЗ на стороне СН силового трансформатора

Значение МДС  $F_{раб}$  в этом случае равно

$$F_{раб} = |W_{диф} \cdot I' - W_{1уравн} \cdot I''|, \quad (155)$$

где  $I'$ ,  $I''$  - вторичные токи измерительных трансформаторов тока на сторонах ВН и СН силового трансформатора соответственно, приведенные к своему напряжению, А.

Вторичный ток измерительного трансформатора тока на стороне ВН силового трансформатора:

$$I' = \frac{I_{к.з.К-2}^{(3)} \cdot K_{сxBH}}{n_{ТАвн}}; \quad (156)$$

$$I' = \frac{413,1438 \cdot \sqrt{3}}{\frac{150}{5}} = 23,852 \text{ А.}$$

Вторичный ток измерительного трансформатора тока на стороне СН силового трансформатора:

$$I'' = \frac{I_{к.з.К-2}^{(3)} \cdot K_{схСН} \cdot \left(\frac{U_{номВН}}{U_{номСН}}\right)}{n_{ТАСН}}; \quad (157)$$

$$I'' = \frac{413,143 \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\frac{115}{38,5}\right)}{\frac{300}{5}} = 37,497 \text{ А.}$$

Значение МДС  $F_{раб}$ :

$$F_{раб} = |10 \cdot 23,852 - 7 \cdot 37,497| = 23,959 \text{ Ав.}$$

Значение МДС  $F_{торм}$  равно:

$$F_{торм} = W_{торм} \cdot I''; \quad (158)$$

$$F_{торм} = 7 \cdot 37,497 = 262,479 \text{ Ав.}$$

Коэффициент чувствительности защиты при внешнем КЗ на стороне СН силового трансформатора:

$$K_{\chi} = \frac{262,479}{23,959} = 10,955 \geq 2.$$

Коэффициент чувствительности полностью удовлетворяет условию (точка  $K_{\chi}$  находится в зоне уверенного торможения на характеристике срабатывания реле).

б) КЗ в зоне действия защиты на средней стороне силового трансформатора (рис. 19)

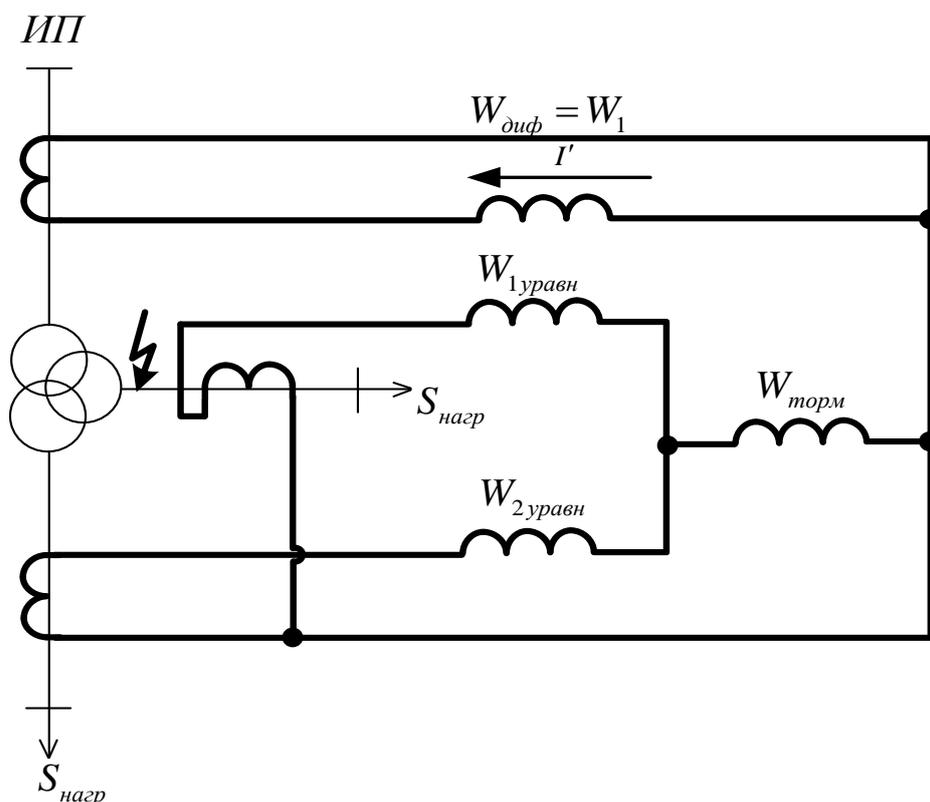


Рисунок 19 – Токи в обмотках реле при КЗ в зоне действия защиты на стороне СН силового трансформатора

Значение МДС  $F_{раб}$  в этом случае равно:

$$F_{раб} = |W_{диф} \cdot I'|; \quad (159)$$

$$F_{раб} = |10 \cdot 23,959| = 238,852 \text{ Ав.}$$

МДС  $F_{торм} = 0$ , в силу отсутствия тока КЗ в обмотках измерительного трансформатора тока.

Коэффициент чувствительности при КЗ в зоне действия защиты на стороне НН силового трансформатора:

$$K_{\chi} = \frac{0}{238,852} = 0 < 2.$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в зоне действия защиты полностью удовлетворяет условию (точка  $K_{\chi}$  находится в зоне уверенного срабатывания защиты).

## Характеристика срабатывания реле

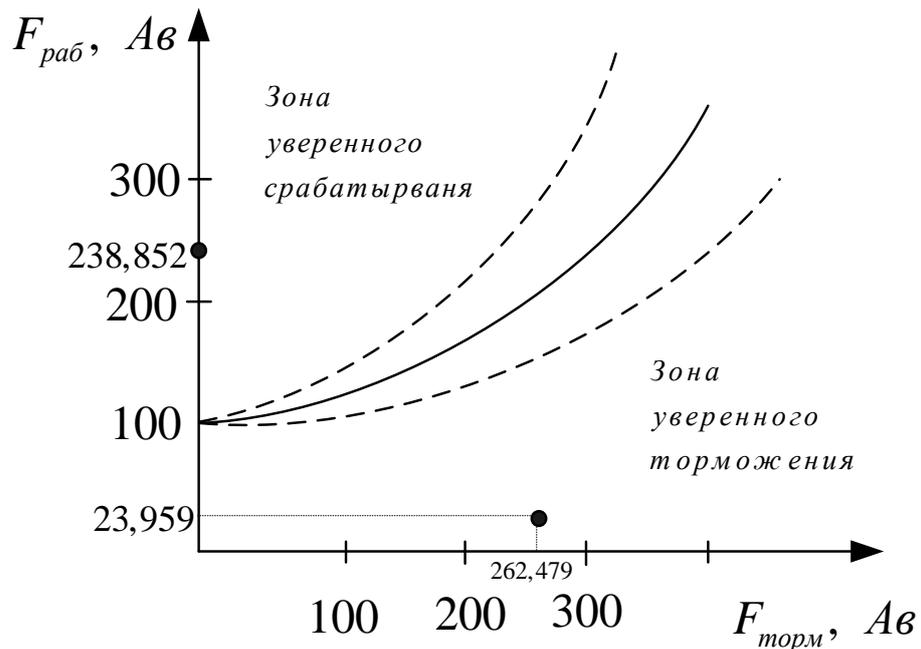


Рисунок 20 – Характеристика срабатывания реле

На основе всех проделанных выше расчетов можно сделать заключение, что реле ДЗТ-11 рекомендовано к установке на данном трансформаторе и обеспечит селективное срабатывание, как при внешних КЗ, так и при КЗ в зоне действия продольной ДЗТ.

### 5.2.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора от междуфазных повреждений и устанавливается на всех трансформаторах, если для их защиты не используются предохранители. МТЗ служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а так же при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе.

По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах. Защита на стороне НН действует с

двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени отключается выключатель на стороне НН присоединения трансформатора, со второй выдержкой времени отключаются все выключатели трансформатора. Защита на стороне СН действует с тремя выдержками времени: с первой — отключается секционный выключатель стороны СН, со второй выдержкой времени отключается выключатель стороны СН, с третьей — все выключатели трансформатора. Защита на стороне ВН согласуется по времени с защитами сторон НН и СН и имеет наибольшую выдержку времени.

В ряде случаев не удастся выполнить достаточно чувствительную защиту только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности можно применить защиту с пуском по напряжению [3].

Примем к установке реле типа РТ - 40/20.

### 5.2.3 Защита от перегрузки

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

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться таким размещением устройств сигнализации перегрузки: на двухобмоточных трансформаторах – с одной любой стороны;

на трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности – со стороны питания (обычно ВН). На трансформаторах с возможным питанием с 2 сторон – со всех трех сторон; на трансформаторах, имеющих обмотки разной мощности, со всех трех сторон [4].

Таким образом, для того, чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

На рисунке 21 показано токовое реле РТ-40/10:



Рисунок 21 – Реле тока РТ-40/10

#### 5.2.4 Газовая защита трансформатора

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

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что

имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора.

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

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

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

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG (например, реле типа РГЧЗ-66), устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

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

Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков. Самым серьезным является то, что эта защита не реагирует на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. В таких случаях допускается

возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений [3].

### **5.3 Автоматика на ПС «Ласточка»**

#### **5.3.1 Автоматическое повторное включение (АПВ)**

Согласно ПУЭ устройства АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточиванию потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей [4].

К устройствам АПВ предъявляются следующие требования:

- 1) Быть в постоянной готовности к работе и подавать команду на включение выключателя отключенного релейной защитой;
- 2) Не срабатывать при отключении выключателя персоналом, либо другими устройствами автоматики;
- 3) Должны обеспечивать установленную кратность действия;
- 4) Схема должна автоматически возвращаться в состояние готовности к работе после аварии;
- 5) Исключать возможность АПВ при отключении выключателя релейной защитой сразу же после его включения персоналом;
- 6) Не срабатывать при перегорании предохранителя в одной из фаз трансформатора напряжения;
- 7) Иметь пусковой орган контроля отсутствия напряжения.

На рисунке 22 приведена схема управления постоянного тока устройства АПВ.

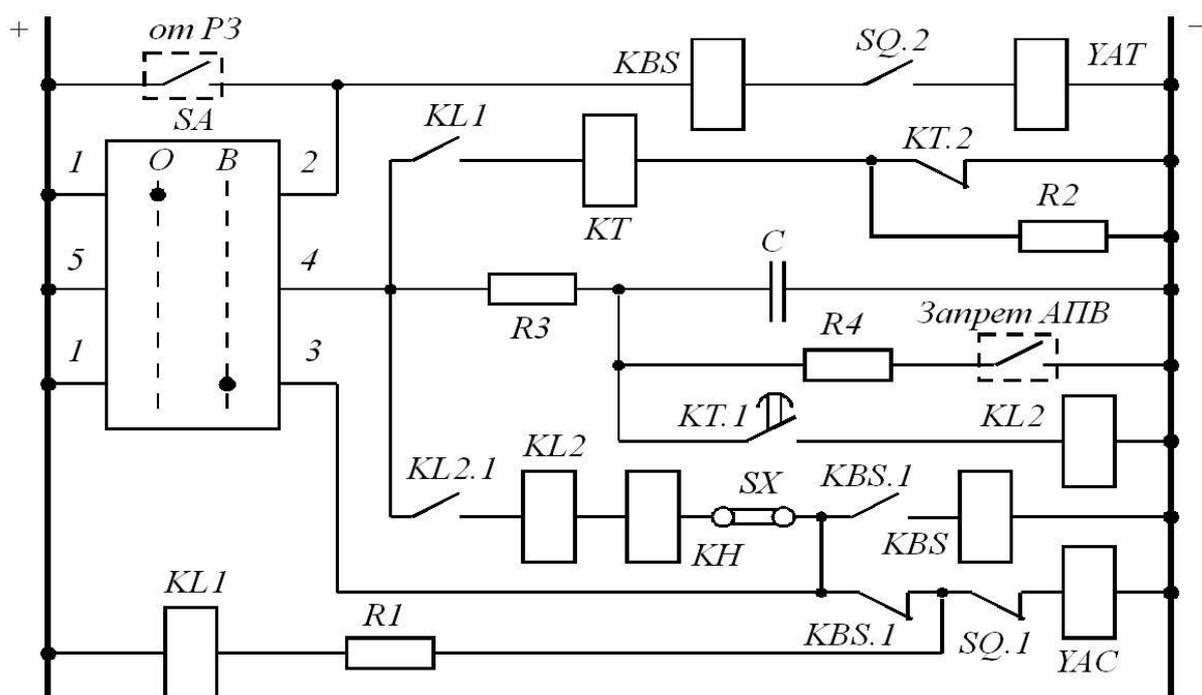


Рисунок 22 – Схема однократного АПВ

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбежного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства АПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности

ТАПВ (трехфазного АПВ) однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное ТАПВ (НАПВ); в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ. На линиях с односторонним питанием АПВ ставится как правило в начале линии.

На воздушной линии 110 кВ «Амурская – Литейщик» принимается к установке АПВ однократного действия в силу отсутствия необходимых данных для приема АПВ двукратного действия. Необходимыми данными является информация о наличии на ПС Литейщик постоянного дежурного персонала, а также телеуправления.

Устройства АПВ формируют команду на отключение с выдержкой времени:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + \Delta t, \quad (160)$$

где  $t_{д.с.}$  - время деионизации среды, примерно равное 0,15 секунды для линии 110 кВ;

$t_{вкл.Q}$  - время включения выключателя (для элегазового выключателя примерно равно 0,05 сек.);

$$t_{АПВ} \geq 0,15 - 0,05 + 0,5 \text{ сек.}$$

Примем для рассчитываемой линии  $t_{АПВ}=0,7$  сек.

### 5.3.2 Автоматический ввод резерва (АВР)

Назначение АВР – быстрое восстановление электроснабжения потребителей при отключении рабочего источника питания или находящегося в работе оборудования путём автоматического включения резервного источника питания или резервного оборудования.

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

Требования, предъявляемые к устройствам АВР:

- 1) Должны работать по любой причине исчезновения напряжения на шинах нагрузки;
- 2) В схеме устройства должны быть средства вывода АВР из работы;
- 3) Работа АВР должна быть однократной;
- 4) Защиты на секционном выключателе должны выполняться без выдержки времени;
- 5) Включение резерва должно производиться только после того, как отключен выключатель рабочего источника питания и только при наличии напряжения на резерве.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 - 80 % номинальной нагрузки. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки [1].

## 6 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРИМОРСКОГО КРАЯ

### **6.1 Выбор и характеристика ПВК для расчёта режимов**

В данном пункте выполняется расчет и анализ режимов электрической сети Приморского края.

Первым шагом перед расчётом режимов является подготовка исходной информации, то есть расчёт электрических нагрузок и параметров схемы замещения сети.

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима. Расчет режимов работы является важной частью любого проектирования. Просчитав режим можно максимально приблизиться к реальным условиям, электрическим показателям эксплуатации проектируемой сети. По результатам расчета можно получить наиболее точные характеристики сети, такие как, перетоки активной и реактивной мощности, потери в элементах сети, уровни напряжения и т.д.

Проанализировав результаты расчета различных режимов, можно заранее проследить слабые места в сети при различных авариях, средства поддержания характеристик сети в пределах значений ГОСТ 32144-2013 тем самым обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

В настоящей выпускной квалификационной работе для расчета режимов использована программа RastrWin3.

### **6.2 Подготовка исходных данных для расчета**

Расчет установившегося режима будет производиться в программе RastrWin3, которая не имеет встроенных баз с параметрами линий, трансформаторов и т.д. Поэтому перед проведением расчетов в программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам

электрической сети в форме понятной RastrWin3. Для этого необходимо рассчитать параметры линии, такие как, активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, параметры трансформаторов, нагрузки и т.д.

Активное сопротивление линии [7]:

$$R_{\text{вл}} = r_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (161)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

$l_{\text{вл}}$  – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{вл}} = x_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (162)$$

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

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), в ПВК RastrWin3 моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{\text{вл}}, \quad (163)$$

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

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями. Также, каждая ступень напряжения в трансформаторе на схеме замещения помимо сопротивления изображается идеальным трансформатором, который не имеет сопротивления, но имеет коэффициент трансформации.

Коэффициенты трансформации для трехобмоточного трансформатора рассчитываются по формулам [7]:

$$K_{\text{тн}} = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}; \quad (164)$$

$$K_{\text{тс}} = \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}}; \quad (165)$$

$$K_{\text{тв}} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{вн}}}, \quad (166)$$

где  $K_{mn}$ ,  $K_{ms}$ ,  $K_{mv}$  – соответственно коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

$U_{nn}$ ,  $U_{cn}$ ,  $U_{vn}$  – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

В таблицах 28, 29 показаны подготовленные исходные данные для расчета режимов. Нагрузки в узлах схемы были взяты из прогнозируемого расчета, приведенного выше.

Таблица 28 – Параметры узлов схемы замещения

Тип	№ узла	Название	$U_{ном}$ узла, кВ	$P_n$ , МВт	$Q_n$ , Мвар
1	2	3	4	5	6
База	1	Приморская ГРЭС ВН	220	17,5	10,5
Нагр	2	ПримГРЭС Г6	15	16,0	12,6
Нагр	3	ПримГРЭС Г4	10	5,3	6,6
Нагр	4	ПримГРЭС Г3	10	1,1	1,2
Нагр	5	ПримГРЭС СН	110	32,3	-1,8
Нагр	6	ПримГРЭС Г2	10	9,2	7,3
Нагр	7	ПримГРЭС Г1	10		
Нагр	8	Насосная Т-1	110		
Нагр	9	Насосная Т-2	110	1,7	0,5
Нагр	10	Насосная СН	35		
Нагр	11	Разрез Т-1	110	1,1	0,3
Нагр	12	Разрез Т-1	110	0,3	0,1
Нагр	13	Разрез СН	35		
Нагр	14	Лучегорск ВН	110		
Нагр	15	Лучегорск СН	35		
Нагр	16	Лучегорск Т-1	10	2,4	0,7
Нагр	17	Лучегорск Т-2	10	4,5	1,4
Нагр	18	Ласточка-тяговая	220		

Нагр	19	Ласточка-тяговая СН	110	6,5	2,1
Нагр	20	Ласточка-тяговая1	28		
Нагр	21	Ласточка-тяговая2	10	8,6	4,2
Нагр	22	Игнатьевка Т-1	10	2,4	0,5
Нагр	23	Игнатьевка Т-2	10		
Нагр	24	Губерово-тяговая	220	10,0	4,2

Таблица 29 – Параметры ветвей схемы замещения

Тип	№ узла начала ветви	№ узла конца ветви	Название	R	X	B	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	1	2	ПримГРЭС – ПримГРЭС Г6	0,71	28,18	15,4	0,065
Тр-р	1	3	ПримГРЭС 1	0,16	8,05	28,7	1,000
Тр-р	1	4	ПримГРЭС 2	0,16	7,44	37,3	1,000
Тр-р	3	5	ПримГРЭС 1 - ПримГРЭС Г6	0,62	42,46		0,043
Тр-р	3	7	ПримГРЭС 1- ПримГРЭС	0,44	31,23		0,495
Тр-р	4	6	ПримГРЭС – ПримГРЭС 3	0,58	42,7		0,043
Тр-р	4	7	ПримГРЭС – ПримГРЭС 3	0,45	31,07		0,495
Тр-р	7	8	ПримГРЭС – ПримГРЭС 2	0,40	12,61	51,2	0,087
ЛЭП	7	9	ПримГРЭС – ПримГРЭС 2	0,39	12,88	41,8	0,087

ЛЭП	10	13	ПримГРЭС – Насосная Т2 ВН	4,47	6,34	-38,1	
ЛЭП	11	14	ПримГРЭС – Насосная Т2 ВН	0,10	0,16	-1,0	
ЛЭП	11	12	ПримГРЭС – Насосная Т1 ВН	4,47	6,34	-38,1	
ЛЭП	16	18	Насосная – Разрез Т1	0,23	0,39	-2,4	
ЛЭП	16	26	Насосная – Разрез Т1	1,06	1,51	-9,1	
ЛЭП	17	19	Насосная – Разрез Т2	0,23	0,39	-2,4	
Тр-р	18	22	Разрез Т1 ВН – Разрез Т1 СН	4,57			0,335
Тр-р	20	25	Лучегорск Т1 ВН – Лучегорск Т1 НН	3,53	81,27		0,096
Тр-р	21	23	Лучегорск Т1 ВН – Лучегорск Т1 НН	3,95			0,335
Тр-р	21	24	Лучегорск Т ВН – Лучегорск Т2 НН	3,37	78,69		0,096
ЛЭП	22	48	Разрез – Ласточка- тяговая	6,12	6,18		
ЛЭП	26	29	Лучегорск – Разрез	0,88	1,24	-7,5	
ЛЭП	26	32	Лучегорск-Ласточка- тяговая	3,43	5,88	-36,5	
Тр-р	31	39	Губерово-тяговая ВН 1	10,90	225,67	3,0	1,000
Тр-р	32	40	Губерово-тяговая ВН 2	10,90	225,67	3,9	1,000
Тр-р	39	41	Губерово-тяговая СН 1	5,53			0,335

### 6.3 Расчёт максимального режима и его анализ

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности. Нагрузки в данном режиме максимальны.

Таблица 30 – Расчетные значения токов ветвей схемы

Название	Марка провода	I, А	I <sub>доп</sub> , А	I / I <sub>доп</sub> , ,%
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Игнатьевка – Ласточка-тяговая	АС-120	21	375	5,6
Надаровская-Разрез	АС-120	42	375	11,3
ПримГРЭС – Губерово-тяговая	АС-300	432	680	73,2
Ласточка-тяговая - Надаровская	АС-95	37	375	10,0
Ласточка-тяговая – Губерово- тяговая	АС-240	403	590	68,4
Разрез - ПримГРЭС	АС-120	145	375	38,8

Таблица 30 – Расчетные значения напряжений узлов

№ узла	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>расч</sub> , кВ	dU, %
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
1	Приморская ГРЭС ВН	220	230	
2	ПримГРЭС Г6	15	15,23	4,95
3	ПримГРЭС Г4	10	9,91	4,01
4	ПримГРЭС Г3	10	9,77	0,02
5	ПримГРЭС СН	110	107,33	0,39
6	ПримГРЭС Г2	10	9,46	4,69
7	ПримГРЭС Г1	10	9,34	0,39
8	Насосная Т-1	110	107,32	0,41
9	Насосная Т-2	110	105,63	0,64
10	Насосная СН	35	35,00	4,27
11	Разрез Т-1	110	105,6	0,57

12	Разрез Т-1	110	109,95	0,10
13	Разрез СН	35	36,85	0,04
14	Лучегорск ВН	110	107,29	0,38
15	Лучегорск СН	35	35,00	4,36
16	Лучегорск Т-1	10	9,93	1,11
17	Лучегорск Т-2	10	9,93	1,11
18	Ласточка-тяговая	220	229,63	-0,49
19	Ласточка-тяговая СН	110	110	-0,25
20	Ласточка-тяговая1	28	26,56	-3,86
21	Ласточка-тяговая2	10	10,57	-4,81
22	Игнатъевка Т-1	10	10,57	-4,81
23	Игнатъевка Т-2	10	10,52	-0,85
24	Губерово-тяговая	220	223,23	-3,36



#### **6.4 Расчёт минимального режима и его анализ**

Приведён в приложении Д

#### **6.5 Расчёт характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ**

Приведён в приложении Д

#### **6.7 Повышение качества электроэнергии в сети с тяговой нагрузкой**

Как известно, генераторами электрической энергии являются трехфазные синхронные машины, которые вырабатывают электрическую энергию высокого качества. Кривые мгновенных значений тока и напряжения генератора носят практически синусоидальный характер.

Однако, наличие в сети таких нелинейных нагрузок как выпрямительные установки, дуговые сталеплавильные печи, сварочные агрегаты, трансформаторы, тяговые установки, газоразрядные лампы и т.д. приводит к искажению формы кривой тока и напряжения.

Данные приемники, потребляя несинусоидальный ток, который, протекая по элементам электрической сети, вызывает на них несинусоидальное падение напряжения. В результате вся система становится несинусоидальной.

Проблема несинусоидальности напряжения является одной из ключевых при оценке показателей качества электроэнергии, это обусловлено значительными финансовыми затратами связанными с несоответствием данного показателя нормированным значениям.

В настоящее время проблема высших гармоник в электрических сетях приобретает все большее значение. Это обусловлено, во-первых, увеличением доли нелинейной нагрузки в общем электропотреблении, связанным с развитием и внедрением в технологические процессы силовой электронной преобразовательной техники. Во-вторых, ростом установленных мощностей источников гармоник. В то же время появляются

новые методики расчета, совершенствуются технологии производства специальных компенсирующих устройств, что определяет перспективность и актуальность исследований в данной области качества электрической энергии.

В условиях высокого уровня потерь и низкого качества электроэнергии, а также ограниченности средств на модернизацию сети, установка фильтров высших гармоник является одной из целесообразных, зачастую необходимых мер по улучшению показателей качества электроэнергии и увеличению энергоэффективности.

В результате наличия высших гармоник в сети имеют место следующие негативные процессы:

- перегрузка распределительных сетей из-за увеличения действующей величины тока, увеличение потерь активной мощности;
- перегрузка нулевых рабочих проводников из-за суммирования гармоник 3-го порядка, создаваемых однофазными нагрузками;
- вибрация двигателей, генераторов вследствие появления разнонаправленных моментов на валу;
- преждевременное старение изоляции электроустановок;
- искажение напряжения питания, как следствие, создание помех к работе чувствительных приемников электрической энергии, влияние на системы связи;
- недопустимые погрешности в измерениях приборов, откалиброванных в условиях работы на основной частоте.

Важным аспектом рассматриваемой проблемы является влияние высших гармоник на работу конденсаторных батарей, т.к. они являются наиболее чувствительным элементом в энергосистеме, подверженным влиянию высших гармоник. При наличии высших гармоник в кривой напряжения процесс старения изоляции конденсаторов протекает более интенсивно, это объясняется тем, что физико-химические процессы в

диэлектриках значительно ускоряются при высоких частотах электрического поля. Аналогично влияет повышенный нагрев, вызванный протеканием дополнительных токов высших гармоник. Кроме того, высока вероятность резонанса токов на частоте какой-либо из высших гармоник, в этом случае возможны вспучивание или взрыв батареи.

Все вышеизложенные явления приводят к экономическим затратам: появляется необходимость в более ранней замене оборудования; перегрузки вынуждают увеличивать заявленную мощность; ложные срабатывания релейной защиты и автоматики вызывают остановку оборудования и, соответственно, срыв производственных процессов; возрастают затраты, связанные с компенсацией потерь электроэнергии в сетях.

Эффективным средством снижения уровня гармоник в действующей энергосистеме является установка фильтров высших гармоник.

В зависимости от принципа работы и конфигурации фильтры делятся на:

- резонансные (ФКУ);
- активные;
- гибридные.

В зависимости от исполнения ФКУ (рисунок 24) могут решать следующие задачи:

- шунтирование (поглощение) токов высших гармоник;
- разделение линейной и нелинейной нагрузки;
- симметрирование системы нелинейных напряжений.



а)

б)

Рисунок 24 – Фильтрокомпенсирующие устройства:

а) наружной установки; б) внутренней установки

Принцип действия резонансного фильтра заключается в следующем:  $LC$  цепочка, включенная в сеть, образует колебательный контур, реактивное сопротивление которого для токов определённой частоты равно нулю. Подбором величин индуктивности и емкости фильтр настраивается на частоту гармоники тока и замыкает её, не пропуская в сеть.

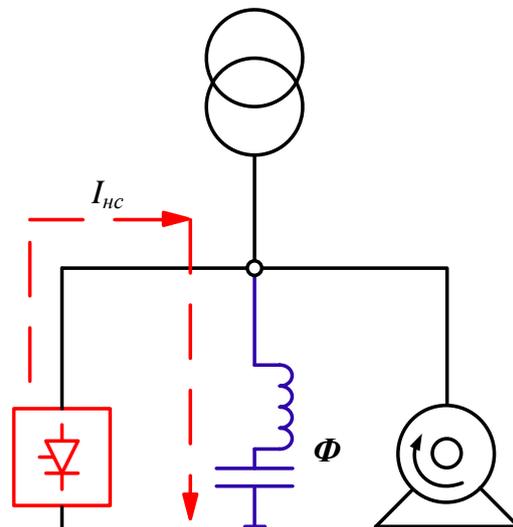


Рисунок 25 – Принцип работы фильтра

## 7 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТА

### 7.1 Капитальные вложения

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они расходуются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35 – 1150 кВ» [32]. Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

#### **Расчет капиталовложений на сооружение ВЛЭП**

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж [15].

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор [15].

Для получения полной стоимости ВЛ к показателям удельной стоимости добавляют затраты на благоустройство, временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы и авторский надзор, прочие работы и затраты.

Данные по ВЛЭП, с учетом дополнительных затрат проектируемой сети приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Параметры линий приведенные 2016 году

Наименование ветви	Марка провода	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии, тыс. руб/км
Ласточка/т-Губерово/т	АС –240/32	59	2195

Капитальные затраты в сооружение ВЛЭП будут складываться из следующих составляющих:

1. Базисная стоимость ВЛ.
2. Затраты на вырубку и подготовку просеки.
3. Затраты на устройство лежневых дорог.
4. Стоимость постоянного отвода земельного участка под опоры ВЛ.

Базисная стоимость воздушных линий рассчитывается по следующей формуле, млн.руб:

$$K_{ВЛЭП} = k_{инф} \cdot k_{тер} \cdot \sum_{i=1}^n C_i \cdot l_{ij} , \quad (167)$$

где  $k_{инф}$  – коэффициент инфляции;

$k_{тер} = 1,4$  – территориальный коэффициент;

$\sum_{i=1}^n C_i$  – суммарная стоимость сооружения ВЛЭП;

$l_{ij}$  - длина участка ВЛ, входящего в проектируемую сеть.

$$k_{220.2} := 59 \cdot 2195 \cdot k_{\text{тер}} \cdot 1.4 = 253830 \quad \text{тыс.руб/км}$$

Подробный расчет приведен в приложении Г.

Суммарные капиталовложения в сооружение ВЛЭП с учетом прочих затрат находится используя формулу, млн.руб:

$$K_{\text{ВЛЭП}\Sigma} = (K_{\text{ВЛЭП}} + K_{\text{Прос}} + K_{\text{Леж.дор}}) \cdot k_{\text{проч.зат}} + K_{\text{Пост.отв.зем}}, \quad (168)$$

где  $K_{\text{Прос}}$  - стоимость вырубki просеки;

$K_{\text{Леж.дор}}$  - суммарные вложения на устройство лежневых дорог;

$k_{\text{проч.зат}} = 1,125$  - коэффициент, учитывающий прочие расходы на сооружение ВЛ, которые составляют 12,5 %;

$K_{\text{Пост.отв.зем}}$  - стоимость постоянного отвода земли при строительстве воздушной линии.

Таким образом, затраты на сооружение ВЛЭП в Приморском крае с учетом коэффициента инфляции и районного коэффициента составили:

$$K_{\text{ВЛ}\Sigma} := K_{\text{ВЛ}\Sigma.\text{проч}} + K_{\text{пост.отв.зем}\Sigma} = 1690796 \quad \text{тыс.руб}$$

### **Капитальные затраты в сооружение ПС**

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение трансформаторов, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций с учетом прочих затрат вычисляются по следующей формуле:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ПОСТ}}) \cdot k_{\text{инф}} \cdot k_{\text{тер}} \cdot k_{\text{проч.зат}} + K_{\text{ПС.зем}\Sigma} \cdot k_{\text{инф}}, \quad (169)$$

где  $K_{ОРУ}$  – капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{ТР}$  – капиталовложения в трансформаторы;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат на строительство ПС;

$K_{ПС.зем\Sigma}$  – стоимость постоянного отвода земель;

$k_{тер}$  – районный коэффициент для Приморского края [15];

$k_{инф}$  – коэффициент инфляции на 2016 г.

$k_{проч.зат} = 1,175$  - коэффициент, учитывающий прочие расходы на сооружение ПС, которые составляют 17,5 %;

В таблице 31 представлены типы трансформаторов, выбранных для данной сети и их базовая стоимость на период 2000 г. Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения [15].

Таблица 31 – Трансформаторы

<b>Подстанция</b>	<b>Тип трансформатора</b>	<b>Количество, шт</b>	<b>Стоимость, тыс. руб</b>
Ласточка	ТДТНЖ-25000/220	2	7100

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 32 [15].

Таблица 32 – Стоимость ОРУ

<b>Схема РУ</b>	<b>U, кВ</b>	<b>Наименование ПС</b>	<b>Стоимость, тыс. руб</b>	<b>Срок полезного использования <math>T_{сл}</math>, лет</b>
Два блока с выключателями и	220	Ласточка	32800	20

неавтоматической перемычкой со стороны линии				
--	--	--	--	--

Постоянная часть затрат представлена в таблице 33 [15].

Таблица 33– Постоянная часть затрат

Схема РУ	U, кВ	Наименование ПС	Постоянная часть затрат в ценах 2000 г., тыс. руб
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии	220	Ласточка	17000

Вычислим суммарные капиталовложения в сооружение ПС, млн.руб:

$$K_{\text{ПС}} := \left( K_{\text{ору}\Sigma} + K_{\text{ТДТНЖ}25.220 \dots} + K_{\text{пост.сумм}} \right) \cdot K_{\text{инфл}} \cdot k_{\text{тер}} = 763280 \quad \text{тыс.руб}$$

Для удобства вычисления суммарных капиталовложений во всю проектируемую сеть сведем полученные данные капиталовложений ПС и капиталовложений ВЛ в таблицу 34[15].

Таблица 34 – Сводная таблица капиталовложений в проектируемую сеть

Тип оборудования	Капиталовложения, млн.руб.
Силовые трансформаторы	25,25
Линейные регулировочные трансформаторы	14
ОРУ (+ выключатели)	62,8
Постоянная часть затрат	17

Воздушные линии	169,079
ИТОГО	2588

Как видно из таблицы 34, данный проект по своему масштабу относится к крупному инвестиционному проекту.

## 7.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле [15]:

$$I_{\text{AM}} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{сл}}}, \quad (170)$$

где  $K_{\Sigma}$  – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{\text{сл}}$  – срок службы соответствующего оборудования (для ВЛ - 15 лет, для оборудования ПС – 20 лет) [15].

Расчет издержек на амортизацию электрооборудования:

$$I_{\text{AM}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{сл.пс}}} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл.вл}}} = 111.775 \times 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

## 7.3 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные

перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Для расчета эксплуатационных издержек необходимо учесть потери электроэнергии в трансформаторах, суммарные потери сети на корону в ЛЭП, а также удельные потери в батареях конденсаторов и потери в линиях. Все вышеперечисленные данные были рассчитаны в курсовом проекте «Электроэнергетические системы и сети» и приведены в Приложении ЖД.

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети [15]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (171)$$

где  $\Delta W_{\Sigma}$  – суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч/год;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии, равная 1,609 руб/кВтч

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{\Sigma} = 6409 \text{ тыс.руб}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ЭКС}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}}, \quad (172)$$

где  $K_{\text{ПС}}$  – суммарные капиталовложения на сооружения ПС;

$K_{\text{ВЛ}}$  – суммарные капиталовложения на сооружения ВЛ;

$\alpha_{\text{ПС}} = 0,0525$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС [2];

$\alpha_{\text{ВЛ}} = 0,0065$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ВЛ [15].

Рассчитаем затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования:

$$I_{\text{ЭКС}} := K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}} = 49.642 \times 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

#### 7.4 Расчет штатной численности персонала

Штатная численность персонала на предприятии складывается из численности работников трех категорий: рабочие, инженерно-технические работники и административно-управленческий персонал.

К числу рабочих относят персонал занятый непосредственно ремонтом, эксплуатацией и обслуживанием электроустановок и электрического оборудования.

Инженерно-технические работники – это работники, занимающиеся организацией проведения ремонтно-эксплуатационных работ, а также информационно-техническим обслуживанием предприятия [33].

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, воспользуемся статистической отчетностью федеральных организаций статистики. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен по формуле ниже:

$$\Phi ЗП_{год} = 12 \cdot N_{числ} \cdot ЗП_{ср} , \quad (173)$$

где  $N_{числ}$  – численность персонала предприятия, человек;

$ЗП_{ср}$  – месячная тарифная ставка работника электроэнергетической отрасли по Приморскому краю [33];

Фонд заработной платы по предприятию в целом составит:

$$\Phi ЗП_{год} := N_{числ} \cdot ЗП_{ср} \cdot 12 = 10.296 \times 10^3 \text{ тыс.руб./год}$$

#### Расчет страховых взносов, отчисляемых в ПФ

В данной дипломном проекте учитываются страховые взносы в Пенсионный Фонд Российской Федерации (в размере 22 %), отчисления в Фонд социального страхования (в размере 2,9 %), а также в Фонд обязательного медицинского образования ( в размере 5,1 %). Общая сумма страховых взносов в ПФ составляет 30 % в год от заработной платы работника [34].

Отчисления в Пенсионный Фонд определяются следующим образом:

$$CB_{год} = \Phi ЗП_{год} \cdot 0,3, \quad (174)$$

где  $\Phi ЗП_{год}$  – годовой фонд заработной платы по предприятию в целом.

$$CB_з := \Phi ЗП_{год} \cdot 0,3 = 3,089 \times 10^3 \text{ тыс.руб./год}$$

### 7.5 Определение себестоимости электроэнергии

Смета эксплуатационных расчетов приведена ниже в таблице 35 [44].

Таблица 35 – Эксплуатационные расчеты

Расходы	Миллионов рублей
Заработная плата рабочих ( $\Phi ЗП_{год}$ )	10,3
Эксплуатационные расходы ( $I_{ЭКС}$ )	49,6
Прочие расходы ( $I_{ПР}$ )	98,5
Амортизационные отчисления ( $I_{АМ}$ )	111,8
Затраты на потери ( $I_{\Delta W}$ )	6,4
Суммарные расходы ( $I_{\Sigma}$ )	276,6

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (175)$$

где  $W$  – полезный расход электроэнергии за год;

$I_{\Sigma}$  – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{год} = \sum_{i=1}^n P_p \cdot T_{max} \quad (176)$$

где  $\sum_{i=1}^n P_p$  – полезный расход электроэнергии за год;

$T_{max}$  – годовые суммарные затраты на передачу электроэнергии.

$$W_{\text{год}} := \Sigma P_p \cdot T_{\text{max}} = 305000 \text{ МВт*ч/год} \quad (177)$$

Определяем себестоимость передачи электрической энергии:

$$C := \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{год}}} = 907.033 \times 10^{-3} \text{ руб./кВт*ч}$$

## 7.6 Оценка экономической эффективности проекта

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{OK-П}}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{OK-П}}} (\Pi_{\text{ч}t} - I_{\text{AM}t}), \quad (178)$$

где  $t_c$  – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

$t_n$  – момент начала производства;

$I_{\text{AM}t}$  – амортизационные отчисления.

Существенный недостаток этого метода-то, что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей  $\mathcal{E}_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 3 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 4 года реализации.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_\Sigma - I_t - H_t}{(1 + E)^t}, \quad (179)$$

где  $O_p$  – выручка от реализации проекта;

$K_\Sigma$  – суммарные капиталовложения в проект;

$I_t$  – полные эксплуатационные расходы;

$H_t$  – отчисления налога на прибыль;

$E$  – ставка рефинансирования,  $E = 0,0825$ , согласно указанию Банка России от 13.09.2012 № 2873-У «О размере ставки рефинансирования Банка России» [38].

ЧДД на первом году строительства:

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\frac{1.5}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1 + E)^1} = -1.195 \times 10^6$$

ЧДД на четвертом году:

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^4} = 477.817 \times 10^3$$

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в приложении Г.

Принимаем допущения:

1. строительство проекта осуществляется в течении 3 лет;
2. инвестирование разбито на доли и осуществляется в течение всех 3 лет;
3. получение прибыли осуществляется постепенно, равными долями и возможно с 4 года строительства.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на листе 3 графической части диссертации.

Так как значение ЧДД положительное, проект строительства рекомендуется к реализации.

Проведенные расчеты показали, что инвестиции в строительство ПС Промпарк экономически целесообразны. Инвестиции окупаются за приемлемый срок 9 лет для присоединяемой нагрузки 61 МВт. Срок окупаемости по данным расчета ниже нормативного и принятого в энергетике. При этом не учитывалось повышение надежности.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

### 8.1 Безопасность

В конструкции подстанции должны быть предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания [27]:

1) все находящееся под высоким напряжением оборудование должно быть установлено на высоте 2,5 м от нулевой отметки до основания изоляторов;

2) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками;

3) для ограждения токоведущих частей блоков 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, должны быть предусмотрены инвентарные ограждения с приспособлением для их запираания.

4) в конструкции подстанции должна быть предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающая ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

5) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

6) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

7) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции должно быть предусмотрено в помещении для ремонтного персонала;

8) все места соединения конструкций с заземлением должны иметь отличительную окраску.

Основные меры защиты от поражения электрическим током [28]:

– обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением для случайного прикосновения (изоляция токоведущих частей, расположение их на недоступной высоте, применение ограждений, блокировок и др.);

– применение пониженного напряжения;

– применение ручного электрического инструмента с двойной изоляцией;

– поддержание изоляции проводов в надлежащем состоянии. Для электроустановок с напряжением до 1000 В сопротивление изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм, а в сетях с напряжением свыше 1000 В – не ниже 10 МОм;

– применение заземления или зануления корпусов электрооборудования;

– применение индивидуальных средств защиты от поражения током (диэлектрических перчаток, подставок, ковриков, обуви, инструмента с изолирующими рукоятками, указателей напряжения и др.).

Электроустановки обслуживает специально обученный электротехнический персонал, который периодически (не реже одного раза в год) проходит повторную проверку знаний. Этот персонал производит оперативное обслуживание электроустановок и выполнение работ в электроустановках.

Для обеспечения безопасности предусмотрены организационные мероприятия (назначение ответственных лиц, оформление наряда, подготовка рабочего места, надзор во время выполнения работ, оформление окончания работы и т.д.) и технические мероприятия (производство необходимых отключений, вывешивание плакатов,

установка заземлений на отключенных токоведущих частях оборудования, установка ограждений и др.)

Заземление корпусов электрооборудования производят путем преднамеренного соединения корпуса с землей.

Заземление применяют в сетях постоянного тока, в однофазных сетях переменного тока и в трехфазных сетях переменного тока с изолированной нейтралью трансформатора. Сопротивление заземления должно быть не более 4 Ом.

Зануление корпусов электрооборудования производят путем преднамеренного соединения корпуса с нулевым проводником. Зануление превращает пробой на корпус в короткое однофазное замыкание. Применяют зануление в трехфазных четырехпроводных сетях переменного тока с глухозаземленной нейтралью.

## **8.2 Экологичность**

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [29]:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор). Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от

средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин;

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм.

Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм. Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

Контроль за состоянием за трансформаторного масла [29]:

- при загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов;

- перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб;

- наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе;

- нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства;

- запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы;

- во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании [29].

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость [29].

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло [29].

На ОРУ установлен маслonaполненный силовой трансформатор. Полная масса трансформатора составляет 120 т. Марка и габариты трансформатора представлены в таблице 36.

Таблица 36 - Исходные данные для расчёта маслоприёмника трансформатора

Марка трансформатора	Масса трансформаторного масла в трансформаторе, кг	Габариты трансформатора		
		Н, мм	Длина А, мм	Ширина В, мм

ТДТНЖ- 25000/220	40000	8050	9600	5150
---------------------	-------	------	------	------

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 данной массы трансформаторного масла, согласно [14], равна 1,5 м.

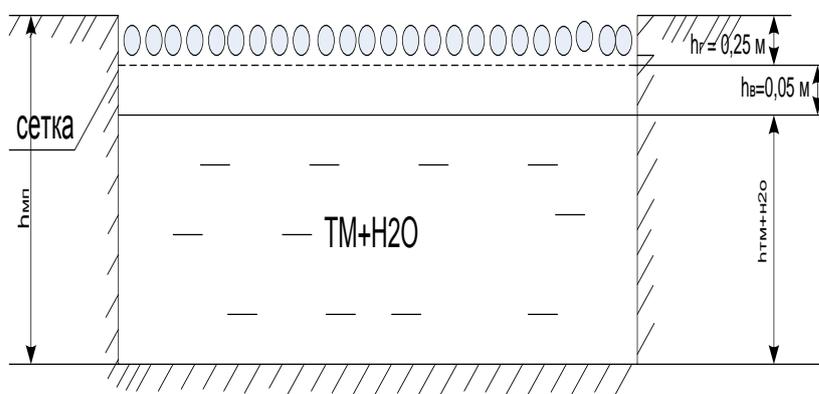


Рисунок 24 – Схема заглублённого маслоприёмника без отвода масла

1. Определим габариты маслоприёмника.

Длина, м:

$$C = (A + 2 \cdot \Delta), \quad (180)$$

где  $A$  - габаритная длина трансформатора, м;

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

$$C = (9,6 + 2 \cdot 1,5) = 12,6 \text{ м.}$$

Ширина, м:

$$D = (B + 2 \cdot \Delta), \quad (181)$$

где  $B$  - габаритная ширина трансформатора, м;

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

$$D = (5,15 + 2 \cdot 1,5) = 8,15 \text{ м.}$$

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

$$S_{МП} = C \cdot D, \quad (182)$$

где  $C$  - длина маслоприёмника, м;

$D$  - ширина маслоприёмника, м.

$$S_{МП} = 7,5 \cdot 4,8 = 36 \text{ м}^2.$$

2. Определим объём маслоприёмника.

Согласно [214] 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.

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

$$V_{тм} = \frac{M}{\rho} \quad (183)$$

где  $M$  - масса трансформаторного масла, кг;

$\rho$  - плотность трансформаторного масла, равная  $0,88 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$  [4],

$$V_{тм} = \frac{40000}{880} = 45,5 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{воды} = I_n \cdot t \cdot (S_{мп} + S_{бнз}), \quad (184)$$

где  $I_n$  - величина интенсивности пожаротушения, равная  $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{м}^2$  [14];

$t$  - время пожаротушения, равное 1800 с [14];

$S_{бнз}$  - площадь боковых поверхностей трансформатора, м<sup>2</sup>.

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

$$S_{\text{боз}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H \quad (185)$$

где  $A$  – длина трансформатора, м;

$B$  – ширина трансформатора, м;

$H$  – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{боз}} = 2 \cdot (9,6 + 5,15) \cdot 8,05 = 237,5 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (36 + 237,5) = 98,46 \text{ м}^3.$$

2.3 Определим глубину маслоприёмника, м:

$$h_{\text{мп}} = \frac{V_{\text{мм}}}{S_{\text{мп}}} + \frac{0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}}}{S_{\text{мп}}} + h_{\text{г}} + h_{\text{з}}, \quad (186)$$

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

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

$V_{\text{H}_2\text{O}}$  – объём воды, м<sup>3</sup>;

$h_{\text{г}}$  – величина воздушного канала согласно [14] равна 0,05 м;

$h_{\text{з}}$  – высота слоя гранитного щебня или гравия согласно [14] равна 0,25

м.

$$h_{\text{мп}} = \frac{45,5}{36} + \frac{0,8 \cdot 33,98}{36} + 0,05 + 0,25 = 2,3 \text{ м}.$$

2.4 Определим объём маслоприёмника, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{мп}} = S_{\text{мп}} \cdot h_{\text{мп}}, \quad (187)$$

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

$h_{\text{мп}}$  – высота маслоприёмника, м.

$$V_{\text{мп}} = 36 \cdot 2,3 = 82,8 \text{ м}^3.$$

Вывод: в ходе решения для заданного трансформатора марки ТДТНЖ-25000/220 рассчитаны габариты маслоприёмника и получены результаты:

объём маслоприёмника равен 82,8 м<sup>3</sup>, площадь маслоприёмника равна 36 м<sup>2</sup>, высота маслоприёмника 2,3 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).

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

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Противопожарная защита обеспечивается [30]:

– максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;

- ограничением количества горючих веществ и их размещения;  
изолирующей 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.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения ВКР был разработан оптимальный вариант реконструкции электрической сети 35-220 кВ Приморских электрических сетей с целью повышения надежности электроснабжения ПС «Ласточка» и энергоэффективности сети.

Реконструкция включает в себя строительство линии 220 кВ «Ласточка-тяговая - Губерово-тяговая», замену оборудования на ПС «Ласточка-тяговая» с установкой двух трансформаторов марки ТДТНЖ 25000/220 в связи с переводом на напряжение 220 кВ и изменением схемы РУ.

Выполнен анализ ПКЭ на ряде ПС Приморского края, в том числе на реконструируемой ПС «Ласточка», рассмотрены специальные устройства, снижающие уровень высших гармоник, предложена их установка в случае несоответствия коэффициента несинусоидальности требованиям ГОСТ и выполнена оценка эффективности установки фильтров.

В организационно-экономической части рассчитана инвестиционная привлекательность проекта. Согласно расчетам, проект является окупаемым, но связан с достижением минимальной прибыли.

В разделе «Безопасность и экологичность» рассмотрены вопросы безопасности эксплуатации ВЛЭП 220 кВ и ОРУ 220 кВ. Выполнен расчет маслоприемника для устанавливаемых трансформаторов на ПС «Ласточка».

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Изд – во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
- 2 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 3 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2001
- 4 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.
- 5 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. -352 с.
- 6 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования». М.,2001.
- 7 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений /Под научной редакцией Н.Н.Тиходеева. – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
- 8 Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н.Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 238 с.
- 9 СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ»
- 10 СНиП 52-01-2003 «Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения».
- 11 Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред.Д.Л.Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.

12 Судаков Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. пособие – Благовещенск: Изд-во Амурск. гос. ун-та, 2006. – 189 с.

13 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ А.И. Попова и др. - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

14 Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Электрическая часть станций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006. – 192 с.

15 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. - Благовещенск: АмГУ, 2006. – 187 с.;

16 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

17 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / Под ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

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

19 Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей, М., 2003 г.

20 Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергия, 1979. – 408 с.

21 Техническая документация: открытые распределительные устройства ОРУ-35кВ: Под ред. Л.В. Новикова. – 1-е изд. – М.: Ти-Стилкон, 2012.- 33 с.

