

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция воздушной линии 110 кВ ПС Западная – ПС Надеждинская-тяга, подстанций напряжением 110 кВ Западная и Надеждинская-тяга в Приморском крае

Исполнитель

студент группы 942-об2

подпись, дата

В.С. Гордеев

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант по

безопасности и

экологичности,

канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст.преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Гордеева Владимира Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция воздушной линии 110 кВ ПС Западная – ПС Надеждинская-тяга, подстанций напряжением 110 кВ Западная и Надеждинская-тяга в Приморском крае

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 26.06.2023г

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПЭС, расчет режима ПЭС в ПВК Rastr Win 3, схема и программа перспективного развития Приморского края на 2022-2026 годы

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

Анализ электрического режима до и после реконструкции сети, технико-экономический расчет, разработка схемы и плана ПС, заземления, молниезащиты, релейной защиты, оценка экологичности проекта.

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

42 таблицы, 12 рисунков, 6 листов графической части

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

7. Дата выдачи задания 05.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н доцент, канд.техн.наук

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 120 страниц, 12 рисунков, 42 таблицы, 2 приложения, 31 источник.

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

В данной выпускной квалификационной работе разработан проект реконструкции участка сети Приморского края Надеждинская-тяга – Западная.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы выполнены расчеты нормальных и послеаварийных режимов работы рассматриваемого участка сети; проведен анализ токовой загрузки линий электропередач в каждом из режимов. Произведен подбор основного электрического оборудования. Произведен технико-экономический расчет. Выполнен расчет уставок релейной защиты. Описаны правила пожарной безопасности и электробезопасности, произведен расчет площади земли, отводимой под постоянное и временное пользование при реконструкции сети.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика реконструируемой сети	9
1.1 Климатическая характеристика района реконструкции	9
1.2 Анализ электрической сети	10
1.2.1 Анализ источника питания	11
1.2.2 Анализ воздушных линий	13
1.2.3 Анализ подстанций	14
1.3 Характеристика потребителя	15
1.4 Анализ режима существующей сети	16
2 Реконструкция сети	27
2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	27
2.2 Выбор сечения проводника ЛЭП и опоры нового поколения	28
2.3 Монтаж воздушной линии электропередачи	34
2.4 Механическая часть ВЛ	37
2.5 Технико-экономическое обоснование реконструкции сети	40
2.6 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции электрической сети	46
3 Расчет токов короткого замыкания	52
4 Проверка оборудования РУ ВН ПС Надеждинская-тяга после реконструкции сети	56
4.1 Конструктивное исполнение РУ ПС	56
4.2 Проверка выключателей	57
4.3 Проверка разъединителей	61
4.4 Проверка трансформаторов тока	62
4.5 Проверка трансформаторов напряжения	64
4.6 Проверка ошиновки и изоляторов РУ	66
4.7 Проверка высокочастотных заградителей	67

5	Защита ПС от грозových перенапряжений	70
5.1	Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	70
5.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	75
5.3	Выбор и проверка ОПН	78
5.4	Оценка необходимости выполнения защищенного подхода	85
6	Релейная защита и автоматика, сигнализация	91
6.1	Выбор защит линий	91
6.2	Расчет и выбор уставок ДЗ линии	93
6.3	Расчет и выбор уставок ТЗНП и МТО линии	99
6.4	Устройство АПВ	104
6.5	УРОВ	106
6.6	АВР	107
6.7	Сигнализация	108
7	Безопасность и экологичность	110
7.1	Безопасность	110
7.1.1	Требования к персоналу, допускаемому к выполнению работ в электроустановках	110
7.1.2	Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ	111
7.1.3	Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ	112
7.2	Экологичность	112
7.3	Чрезвычайные ситуации	115
	Заключение	117
	Библиографический список	118
	Приложение А – Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	121
	Приложение Б – Экономический расчет в ПВК MathCad 15	124

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ДЗ – дифференциальная защита;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- ЛЭП – линия электропередач;
- МТО – максимальная токовая защита;
- НН – низшее напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- РУ – распределительное устройство;
- ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя.

ВВЕДЕНИЕ

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

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

Энергосистема Приморского края функционирует в составе ОЭС Востока, расположена на территории Приморского края и входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ. Энергосистема Приморского края связана с энергосистемой Хабаровского края и Еврейской автономной области.

Согласно Схеме и программе развития Приморского края на 2022-2026 годы [1] в 2023 году на участке сети ПС Западная – ПС Надеждинская-тяга запланирована замена провода в связи с перегрузкой в аварийном режиме, а также замена ошиновки ВЛ на ПС Западная и ПС Надеждинская-тяга.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск-тяга (698 А) определена ремонтной схемой ВЛ 110 кВ Надеждинская-тяга – Западная (работа транзита 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск-тяга – Надеждинская-тяга в радиальном режиме), в связи с этим в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск-тяга (работа транзита 110 кВ Западная – Надеждинская-тяга – Уссурийск-тяга в радиальном режиме) токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Надеждинская-тяга – Западная также составит не менее 698 А.

Объект работы – участок электрической сети Приморского края.

Предмет исследования – повышение пропускной способности ЛЭП Надеждинская-тяга – Западная путем замены проводника ЛЭП и типа опор.

Цель работы – разработка реконструкции сети для обеспечения надежного присоединения потребителей ОАО «РЖД».

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

- Анализ сети в районе проектирования;
- Прогнозирование нагрузок;
- Расчет нормальных и послеаварийных режимов до и после развития электрической сети;
- Разработка проекта реконструкции ВЛ;
- Выбор и расчет уставок релейной защиты.
- Оценка безопасности и экологичности проекта.

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

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ СЕТИ

1.1 Климатическая характеристика района реконструкции

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

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

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

Климат района проектирования умеренный муссонный, с чертами континентального. Зимой территория города подвержена влиянию сибирского антициклона, приносящего холодный воздух с континента. В связи с этим, зимний период продолжительный, сухой и морозный, с большим количеством ясных дней. За холодный период выпадает всего 13 % от общей годовой суммы осадков. Минимум месячных осадков приходится на январь-февраль. Устойчивый снежный покров образуется в конце первой декады декабря и полностью сходит в начале апреля. Снег держится в среднем 98 дней. Температура в зимнее время колеблется от -10°C в декабре до -12°C в феврале.

Весной температура воздуха резко возрастает, усиливается ветер. В этот период происходит подготовка смены зимнего муссона летним, который направлен с океана на материк. Среднесуточная температура колеблется в пределах 0°C [3].

В начале лета преобладает пасмурная погода, с частыми дождями. Невысокие температуры сочетаются с высокой влажностью воздуха — 88-95 %. С июля по сентябрь стоит жаркая солнечная погода. В летний период усиливается влияние тихоокеанских тайфунов, их количество в разные годы неодинаково и колеблется от двух до восьми. На самый тёплый месяц август приходится максимум осадков — 120 мм. Осень в городе сухая и тёплая.

Гололёд – явление редкое, наблюдается 1 день в 10 лет. Нормативная толщина стенки гололёда на высоте 10 м – 20 мм [5].

Изморозь может наблюдаться с сентября по май. Распределение изморози неравномерно. Образование изморози зависит от рельефа и высоты места, производственно-бытовой деятельности человека и других местных условий.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические показатели

Наименование	Показатели
Район по гололеду	III
Район по ветровому давлению	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 20 до 40
Степень загрязнения атмосферы	I
Минимальная температура, °С	-31,4
Максимальная температура, °С	+33,6
Среднегодовая температура, °С	+4,9

1.2 Анализ электрической сети

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

Анализ электрических сетей полагает их систематизацию по следующим признакам:

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

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

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

Рассматриваемый участок сети представлен на рисунке 1.

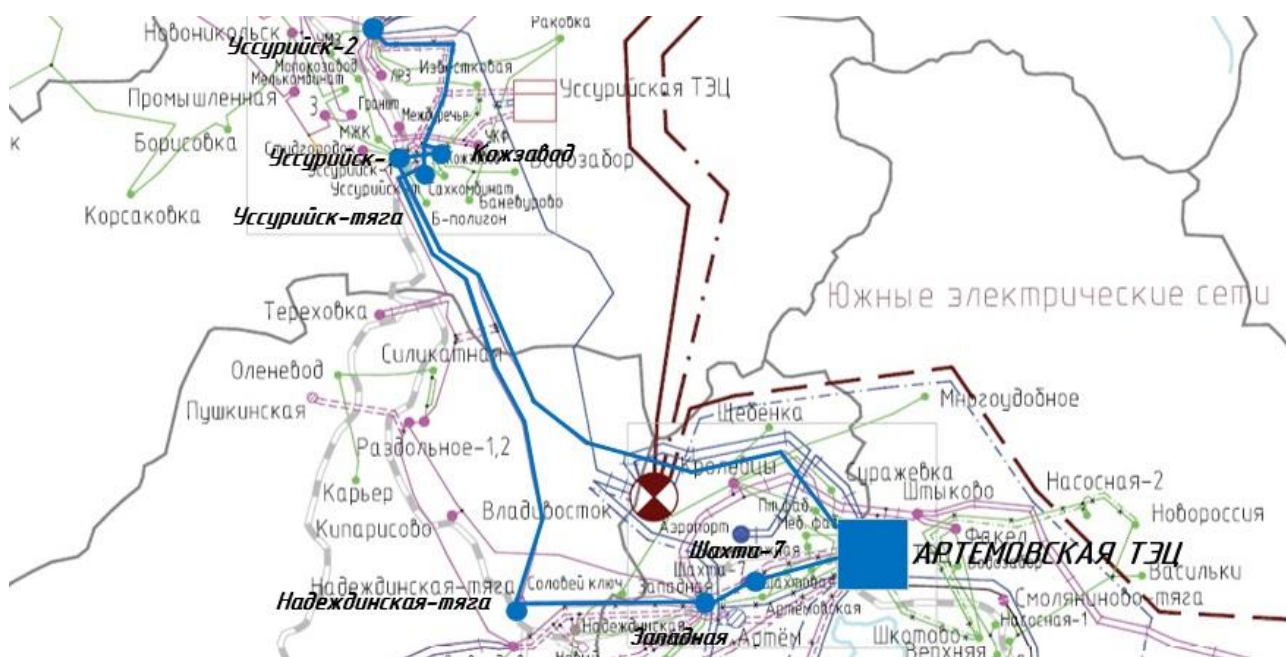


Рисунок 1 – Карта-схема рассматриваемого участка сети

1.2.1 Анализ источников питания

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

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

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

Установленная и располагаемая мощность электростанции в энергосистеме Приморского края превышает максимум потребления, однако с учетом фактической нагрузки электростанций баланс электрической мощности в энергосистеме Приморского края складывается превышением потребления над выработкой электроэнергии [1].

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

Установленная электрическая мощность – 400 МВт, тепловая мощность — 300 Гкал/час. Система теплоснабжения предназначена для обеспечения подключённых потребителей АТЭЦ сетевой водой на нужды отопления и

горячего водоснабжения (п. Артёмовский). Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч.

Пар для турбин (давление 100 кгс/см², температура 540°С) вырабатывают 8 котлоагрегатов БКЗ-220-100ф производительностью 220 т/ч каждый. Система охлаждения обратная с градирнями, для водоснабжения станции используется водозаборный узел на реке Артёмовка, а так же водохранилище на реке Кучелинова падь. Выдача электроэнергии и мощности станции в энергосистему производится через открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 220, 110 и 35 кВ.

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

На Артемовской ТЭЦ предусмотрена обратная схема технического водоснабжения с башенными градирнями.

1.2.2 Анализ линий электропередачи

Для выбранного участка произведен анализ линий электропередачи напряжением 110 кВ [4].

Таблица 2 – Анализ линий электропередачи

№	Участок	Длина, км	Марка провода	Тип
1.	АТЭЦ – Шахта-7	9,32 0,830 4,33	АССС-150/24 АСКП-240/32 АССС-150/24	ВЛ
2.	Шахта-7 – Западная	0,6 5,4	АС-120/19 М-70	ВЛ
3.	Западная – Надеждинская-тяга	16,4	АС-150/24	ВЛ
4.	Надеждинская-тяга – Уссурийск-тяга	46,8 1,2	АС-150/24 АС-95/16	ВЛ
5.	Уссурийск-тяга - Кожзавод	0,49 1,1	АС-95/16 АС-95/16	ВЛ
6.	Отп. на ПС Уссурийск-2	15,01	АС-95/16	ВЛ
7.	Кожзавод – Уссурийск-1	4,8	АС-120/19	ВЛ
8.	Отп. На ПС Кожзавод	1,1	АС-150/24	
9.	Уссурийск-1 - АТЭЦ	14,1 3 29,08	АС-185/29 М-95 М-95	ВЛ

ВЛ 110 кВ выполнены в воздушном исполнении медными и алюминиевыми проводами. Рекомендуется замена части воздушных линий, выполненных медными проводами в связи с их моральным и техническим устареванием.

1.2.3. Анализ подстанций

Таблица 3 – Анализ подстанций

№	Наименование ПС	Тип ПС	Схема РУ ВН	Количество и мощность трансформаторов
1	2	3	4	5
1.	Шахта-7 110/6	Проходная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий [11]	2хТДН-16000/110
2.	Западная 110/35/6	Узловая	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	2хТДТН-40000/110 1хТДТН-63000/220
3.	Надеждинская-тяга 110/27,5	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переключкой со стороны трансформаторов	2хТДТНЖ-40000/110
4.	Уссурийск-тяга 110/27,5	Проходная	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переключкой со стороны трансформаторов	2хТДТНЖ-40000/110
5.	Кожзавод 110/25/6	Проходная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий	2хТДТН-40000/110
6.	Уссурийск-1 110/35/6	Узловая	13 – Две рабочие системы шин	2хТДТН-40000/110
7.	Уссурийск-2 110/35/6	Узловая	13Н – Две рабочие и обходная система шин	2хТДТН-40000/110

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

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

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

1.3 Характеристика потребителя

Потребление электроэнергии в Приморском крае за 2022 год составило 13535,8 млн кВт·ч, что на 190,3 млн кВт·ч, или на 1,4 процента выше, чем в 2021 году [1].

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

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

Структура потребителей электроэнергии Приморского края отображена на рисунке 2.

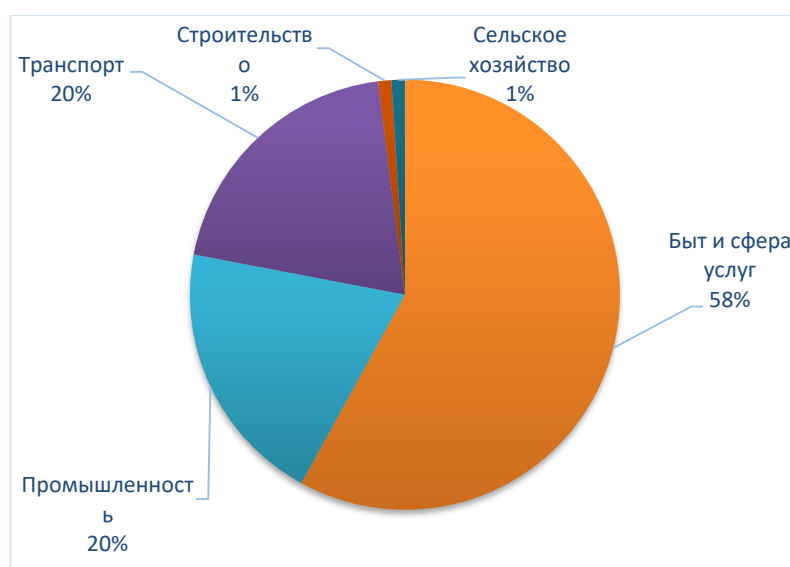


Рисунок 2 – Структура потребителей электроэнергии Приморского края

Исходя из диаграммы, представленной на рисунке 2, можно сделать вывод, что большей частью потребителей электроэнергии в Приморском крае является бытовая потребитель [1].

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

1.4 Анализ режима существующей сети

Для анализа существующего режима необходимо выполнить расчет в ПВК RastrWin3.

С помощью данной программы можно производить:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;

- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;

- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров [7].

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

Активное сопротивление линии:

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

где r_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

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

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

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

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Потери на коронный разряд моделируются для расчета активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{BL}, \quad (4)$$

где g_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

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

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

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

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

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

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

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

где ΔQ_{XX} – реактивные потери холостого хода, кВар.

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

где ΔP_{xx} – активные потери холостого хода, кВт.

Генераторные узлы можно задать несколькими способами. В данном проекте они задаются активной мощностью, заданным модулем напряжения, а также пределами выработки и потребления реактивной мощности. Балансирующий узел задается модулем напряжения.

Расчет параметров ветвей производится по [6].

Параметры ветвей и узлов приведены в таблицах 4,5.

Таблица 4 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,075
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5
нейт - г2	3,2	131			0,075
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
Западная - Шахта-7	1,44	2,484	-15,96		
Шахта-7 - АТЭЦ 110	3,5	4,71	-38,3		
Западная - Надеждинская-тяга	9,5	20,16	-129,6		
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	3,2	6,8	-44,28		
Уссурийск-тяга - отпайка	0,14	0,2	-1,27		
отпайка - Кожзавод	0,33	0,47	-2,8		
отпайка - Уссурийск-2	4,59	6,51	-39,15		
Кожзавод - Уссурийск-1	1,2	1,98	-12,7		
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	7,48	19,2	-126		
Надеждинская-тяга - нейт	0,8	35,5	18,15	3,25	1
Надеждинская-тяга - нейт	0,8	35,5	18,15	3,25	1
нейт - сн	0,8				0,23
нейт - сн	0,8				0,23
нейт - нн	0,8	22,3			0,09
нейт - нн	0,8	22,3			0,09

Таблица 5 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$, кВ
		P_n , МВт	Q_n , МВар	P_g , МВт	Q_g , МВар	
АТЭЦ 220	220					
г1	16			25,2	-11,9	16
г2	16			20	-10,7	16
АТЭЦ 110	110					
г3	16			30	39,8	16
г4	16			30	39,8	16
нейт	220					
Западная	110	24,5	7,4			
Шахта-7	110	20,2	6,6			
Надеждинская-тяга	110					
Уссурийск-тяга	110	8,4	12,3			
Кожзавод	110	15	3,6			
Уссурийск-1	110	13	2,7			
Уссурийск-2	110	12,76	2,85			
нейт	110					
нейт	110					
сн	27,5	7,2	8,6			
нн	10					
отпайка	110					

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

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

Схема потокораспределения представлена на рисунке 3.

Таблица 6 – Токовая нагрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$, А	Ток конца ветви $I_{кон}$, А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$, А	Токовая нагрузка $I/I_{доп}$, %
Западная - Шахта-7	243,9	243,6	380,0	64,2
Шахта-7 - АТЭЦ 110	358,3	357,4	510,0	70,2
Западная - Надеждинская-тяга	105,1	108,6	445,0	24,4
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	55,2	55,2	445,0	12,4
Уссурийск-тяга - отпайка	67,3	67,3	330,0	20,4
отпайка - Кожзавод	103,6	103,5	330,0	31,4
отпайка - Уссурийск-2	73,7	74,2	330,0	22,5
Кожзавод - Уссурийск-1	179,8	179,3	380,0	47,3
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	249,6	245,9	510,0	48,9

Все ВЛ на рассматриваемом участке являются нагруженными.

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

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

Таблица 7 – Потери активной мощности на участке

ΔP , МВт	$dP_{лэп}$, МВт	$dP_{тр}$, МВт	$P_{хх}$, МВт	$P_{кор.}$, МВт
4,22	3,54	0,25	0,43	-

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 4,22 МВт, что составляет 4% от генерируемой мощности (105 МВт). Большая часть потерь – условно-постоянные потери, которые складываются из потерь холостого хода в трансформаторах, на коронный заряд, потерь в оборудовании, не зависящие от нагрузки.

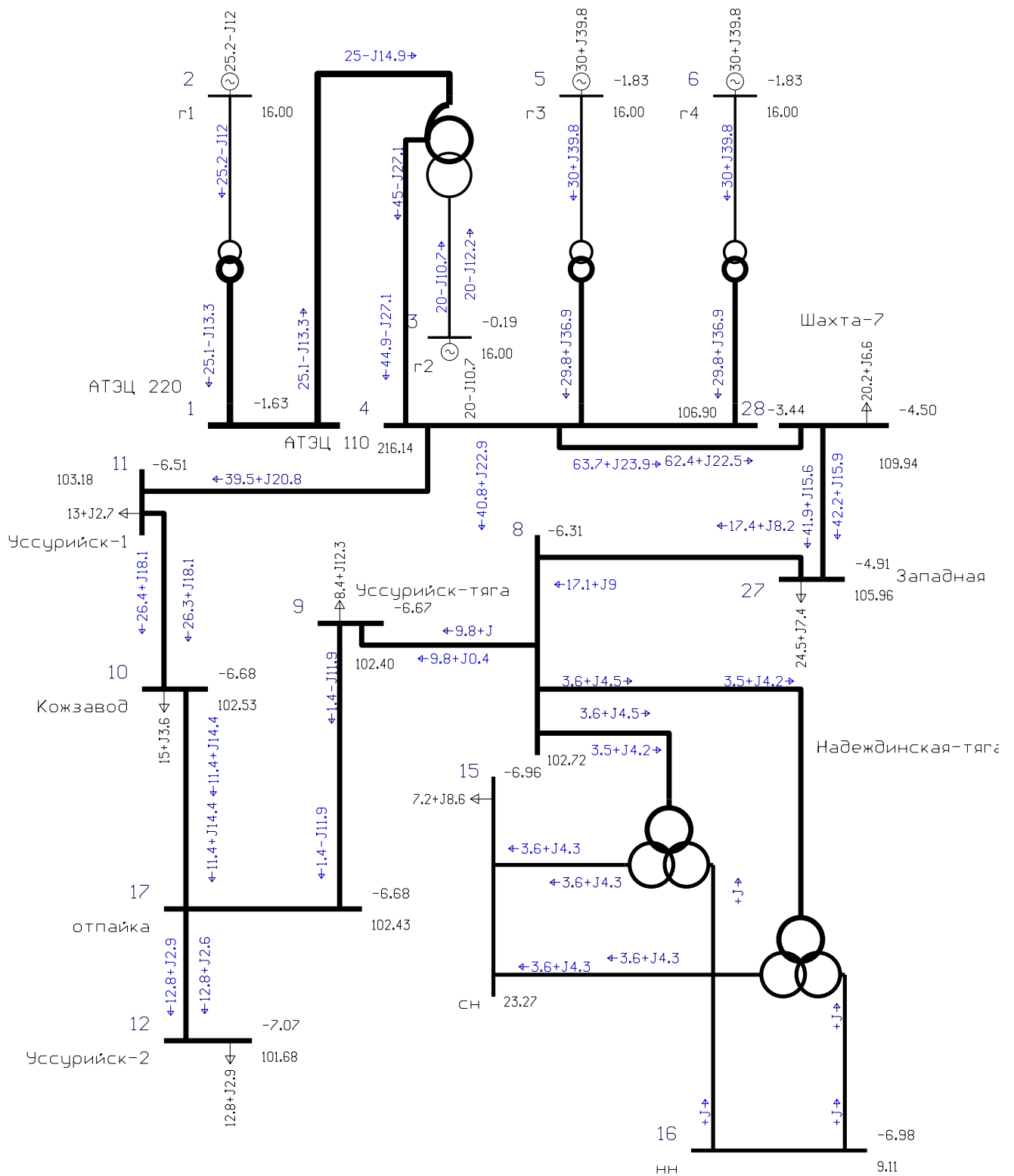


Рисунок 3 – Схема потокораспределения действующей сети

Рассмотрим послеаварийный режим: отключение ЛЭП Уссурийск-2 – отп.Кожзавод.

Послеаварийный режим — режим, в котором находится потребитель электрической энергии в результате нарушения в системе его электроснабжения до установления нормального режима после локализации отказа. Послеаварийный режим наступает после выхода одного или нескольких элементов в результате аварии. При этом параметры системы отличаются от заданных, а характеристики электроснабжения ухудшаются. Послеаварийный режим длится до момента полного устранения проблемы.

Таблица 8 – Параметры ветвей в послеаварийном режиме

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,075
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5
нейт - г2	3,2	131			0,075
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
Западная - Шахта-7	1,44	2,484	-15,96		
Шахта-7 - АТЭЦ 110	3,5	4,71	-38,3		
Западная - Надеждинская-тяга	9,5	20,16	-129,6		
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	3,2	6,8	-44,28		
Уссурийск-тяга - отпайка	0,14	0,2	-1,27		
отпайка - Кожзавод	0,33	0,47	-2,8		
отпайка - Уссурийск-2	4,59	6,51	-39,15		
Кожзавод - Уссурийск-1	1,2	1,98	-12,7		
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	7,48	19,2	-126		
Надеждинская-тяга - нейт	0,8	35,5	18,15	3,25	1
Надеждинская-тяга - нейт	0,8	35,5	18,15	3,25	1
нейт - сн	0,8				0,23
нейт - сн	0,8				0,23
нейт - нн	0,8	22,3			0,09
нейт - нн	0,8	22,3			0,09

Таблица 9 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$, кВ
		P_n , МВт	Q_n , МВар	P_g , МВт	Q_g , МВар	
АТЭЦ 220	220					
г1	16			25,9	-11,9	16
г2	16			20	-10,7	16
АТЭЦ 110	110					
г3	16			30	39,8	16
г4	16			30	39,8	16
нейт	220					
Западная	110	24,5	7,4			
Шахта-7	110	20,2	6,6			
Надеждинская-тяга	110					
Уссурийск-тяга	110	8,4	12,3			
Кожзавод	110	15	3,6			
Уссурийск-1	110	13	2,7			
Уссурийск-2	110	12,76	2,85			
нейт	110					
нейт	110					
сн	27,5	7,2	8,6			
нн	10					
отпайка	110					

Анализ режима в ПВК Rastr Win 3 подразумевает анализ токовой загрузки линий электропередачи и анализ потерь активной мощности на участке сети. Схема потокораспределения представлена на рисунке 4.

Таблица 10 – Токовая загрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$, А	Ток конца ветви $I_{кон}$, А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$, А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$, %
Западная - Шахта-7	352,7	352,2	380,0	92,8
Шахта-7 - АТЭЦ 110	466,1	464,9	510,0	91,4
Западная - Надеждинская-тяга	217,6	222,4	445,0	50,0
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	156,0	157,4	445,0	35,4
Уссурийск-тяга - отпайка	79,8	79,8	330,0	24,2
отпайка - Кожзавод	0,0	0,0	330,0	0,0
отпайка - Уссурийск-2	79,8	80,3	330,0	24,3
Кожзавод - Уссурийск-1	83,6	83,4	380,0	22,0
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	155,1	153,4	510,0	30,4

Наблюдается перегрузка ЛЭП Западная – Шахта-7 и Шахта-7 – АТЭЦ.

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

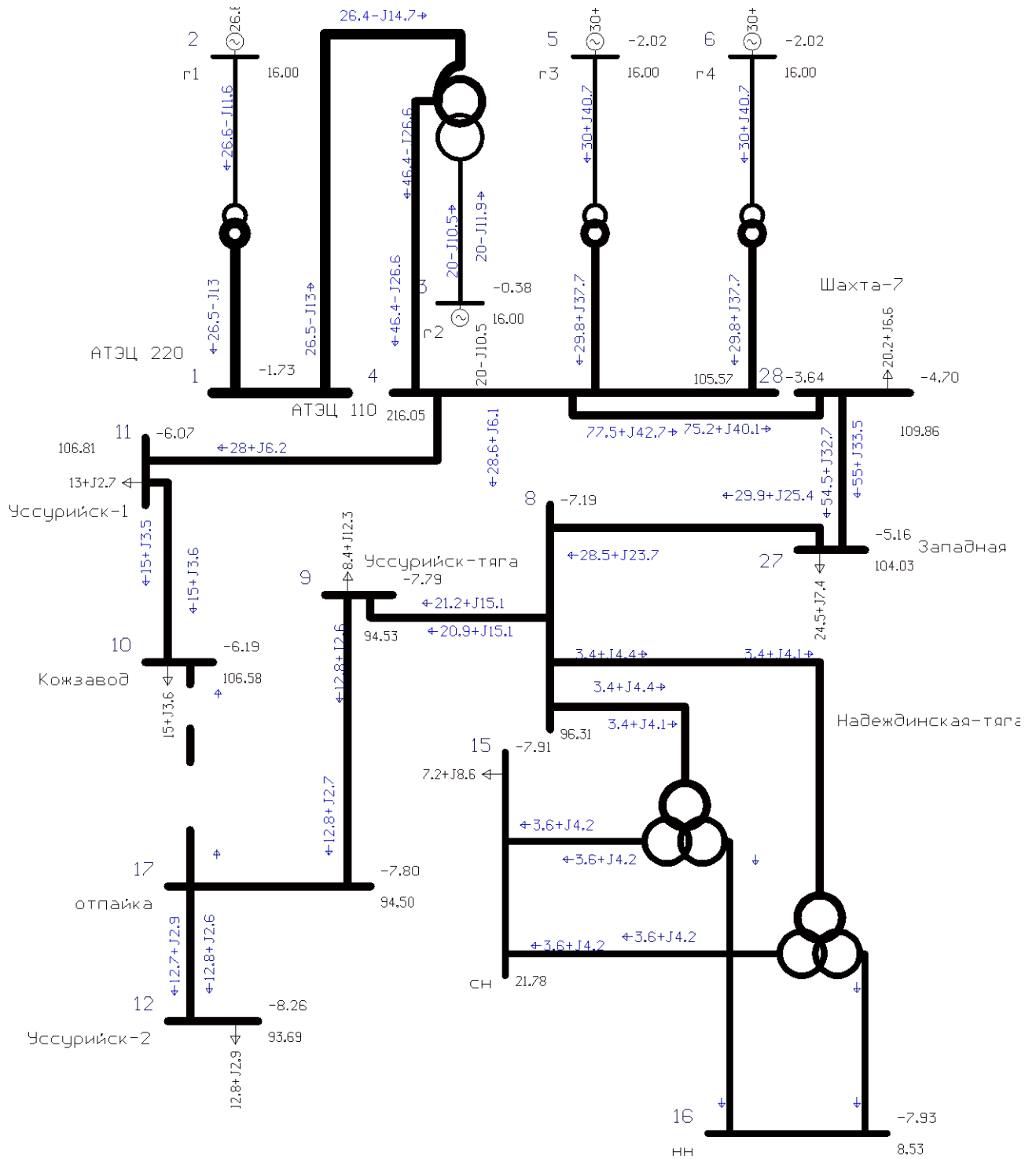


Рисунок 4 – Схема потокораспределения действующей сети в послеаварийном режиме

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

Таблица 11 – Потери активной мощности на участке сети

ΔP , МВт	$dP_{лэп}$, МВт	$dP_{тр}$, МВт	$P_{хх}$, МВт	$P_{кор.}$, МВт
4,75	4,33	0,16	0,26	-

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 4,75 МВт, что составляет 4 % от генерации сети (106 МВт). Большая часть потерь – условно-постоянные потери, которые складываются из потерь холостого хода в трансформаторах, потерь в оборудовании, не зависящие от нагрузки.

2 РЕКОНСТРУКЦИЯ СЕТИ

2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Рассчитаем прогнозирование нагрузок на рассматриваемом участке сети. Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС на 2023 г. Расчет прогнозирования нагрузок приведен в Приложении А.

Таблица 12 – Нагрузка на ПС

ПС	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$
Шахта-7	20,2	6,6	0,32
Западная	24,3	7,4	0,3
Надеждинская-тяга	7,2	8,6	1,19
Уссурийская-тяга	8,4	12,3	1,46
Кожзавод	15	3,6	0,24
Уссурийск-1	13	2,7	0,2
Уссурийск-2	12,76	2,85	0,22

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

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

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

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

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

k_{ϕ} – коэффициент формы, равный 1,1.

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

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

где ε – относительный прирост электрической нагрузки [1];

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

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

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

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

где $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

В таблицу 13 сведём рассчитанные нагрузки.

Таблица 13 – Спрогнозированная нагрузка существующих ПС до 2033 г.

ПС	Активная нагрузка, МВт		
	$P_{cp}, MВт$	$P_{эф}, MВт$	$P_{прог}, MВт$
Шахта-7	23,7	26,1	28,4
Западная	28,5	31,4	34,2
Надеждинская-тяга	8,4	9,3	10,1
Уссурийская-тяга	9,8	10,8	11,8
Кожзавод	17,6	19,3	21,1
Уссурийск-1	15,2	16,8	18,3
Уссурийск-2	14,9	16,4	17,9

2.2 Выбор сечения проводника ЛЭП и опоры нового поколения

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

На участке ЛЭП ПС Западная – ПС Надеждинская-тяга установлен провод АС-150 протяженностью 16,4 км. В данной работе необходимо

произвести выбор провода с большей пропускной способностью. Выбираем провод АССС-240/28.

АССС-240/28 – провод неизолированный, состоящий из композитного сердечника и токопроводящей части, выполненной из скрученных вокруг сердечника концентрическими повивами трапециевидных алюминиевых проволок, где:

240 – площадь поперечного сечения алюминия, мм²;

28 – площадь поперечного сечения стали, мм².

Провод АССС способен выдерживать высокие температуры, изготавливается в двух вариантах – с допустимой температурой 120°С, с допустимой температурой 160°С.

Преимущества провода АССС:

- Композитный сердечник повышает прочность провода, имеет низкий коэффициент теплового расширения. Прочность на разрыв провода на 20—25% выше, а удельный вес на 50—60% меньше, что обеспечивает меньшие стрелы провеса, предоставляя возможность увеличивать длины пролетов линии, использовать меньшее количество опор, что, в свою очередь, сокращает финансовые и временные затраты на проектирование и строительство.
- Трапециевидные проволоки из термообработанного алюминия увеличивают плотность алюминиевого проводника и эффективное сечение, увеличивает проводимость провода, что позволяет удвоить номинальный ток, а значит, увеличить пропускную способность линии в 2 раза по сравнению с проводом АС при том же диаметре.
- Повышенная проводимость материала позволяет сократить потери линии и связанные с ней выбросы в атмосферу на 20-30%, что дает возможность увеличить передаваемую мощность при меньших затратах на производство энергии и меньшем воздействии на экологию.

Композитные опоры воздушных линий электропередач — строительные конструкции, выполненные из армированных полимерных композиционных материалов, предназначенные для удержания проводов и грозозащитных тросов на заданном расстоянии от земли и друг от друга. Сравнительно новый тип строительных конструкций, начавший получать распространение при сооружении линий электропередач в США и Канаде в 2000-х — 2010-х годах. В России в опытной эксплуатации с 2009 года [30].

С развитием полимерных композиционных материалов началось их применение в строительстве и электроэнергетике. В частности стеклопластик оказался весьма удачным диэлектрическим материалом. Обладая высоким удельным электрическим сопротивлением (близким к аналогичному показателю стекла), низким тангенсом угла диэлектрических потерь и при этом высокой механической прочностью (на уровне металлов) он получил широкое применение в несущих изолирующих элементах, в том числе опорных изоляторах, корпусах высоковольтных выключателей и другой электротехнической арматуре.

Важной особенностью стеклопластика, по сравнению с монолитным стеклом и керамическими изоляционными материалами является его эластичность и низкая хрупкость. За счёт этого полимерные изоляторы с несущим каркасом из стеклопластика оказались способными выдерживать аварийные (в том числе) ударные механические нагрузки, при которых фарфоровые и стеклянные изоляторы разрушаются. Композитные изоляторы при этом лишь деформируются, но сохраняют свою целостность и работоспособность.

Учитывая полученный опыт эксплуатации полимерных изоляторов и стеклопластиковых несущих конструкций в строительстве в разных странах мира начались эксперименты по созданию композитных, прежде всего стеклопластиковых опор. Пионерами практического применения таких опор стали электрические сети США и Канады. Это связано со сложными климатическими условиями данных стран: частые ураганные ветры, сильный

гололёд. В таких условиях значительно большая эластичность стеклопластика по сравнению с железобетоном позволяет опорам выдерживать временные перегрузки без повреждений и необратимых деформаций [30].

По физико-механическим и электрическим свойствам композитные опоры существенно отличаются от железобетонных и стальных. Это обуславливает существенные отличия конструкции ЛЭП на композитных опорах. По утверждениям ряда специалистов, широкое внедрение композитных опор приведёт к необходимости изменения требований к линиям электропередач и их типовых конструкций.

Стеклопластик (базальтопластик) характеризуется высоким отношением предела прочности к модулю упругости. Для стеклопластиковых оболочек, получаемых методами перекрёстно-спиральной намотки это отношение составляет порядка 10-12 МПа/ГПа. Для конструкционных сталей, применяемых в производстве многогранных опор это отношение составляет порядка 4,5 МПа/ГПа, для железобетона — порядка 3 МПа/ГПа. Данное отношение определяет предельное значение прогиба опоры без разрушения или остаточных деформаций. По этой причине опоры, выполненные из композиционных материалов допускают значительно большие прогибы под воздействием несимметричных нагрузок, нежели стали и железобетон. Именно это свойство композиционных материалов делает их целесообразными для изготовления опор ЛЭП, работающих в сложных климатических условиях.

Однако модуль упругости стеклопластика (порядка 30-50 ГПа) существенно ниже, чем у стали (200 ГПа). Поэтому композитные опоры ЛЭП имеют при нормальных нагрузках большие прогибы чем стальные с сопоставимой толщиной стенки. Поэтому проектирование ЛЭП на композитных опорах необходимо осуществлять с учётом их гибкости. Согласно ПУЭ габариты ЛЭП с гибкими опорами рассчитываются для случае максимально отклонённых опор. Поэтому при заданном классе напряжения габариты ЛЭП на композитных опорах оказываются больше чем на стальных

(железобетонных). Необходимо также учитывать влияние колебаний проводов и предпринимать меры для предотвращения низкочастотных резонансов.

Плотность стеклопластика в 3,5 — 4 раза меньше плотности стали. Следовательно композитные опоры имеют существенно меньшую по сравнению со стальными аналогами массу. Это свойство особенно важно при сооружении ЛЭП в труднодоступных районах (гористая местность, болота, тайга). Так промежуточные опоры ЛЭП класса напряжений 10/20 кВ имеют массу порядка 150—250 кг (а изоградные — менее 100 кг), что позволяет вести транспортировку и монтаж таких опор вообще без применения техники. Композитные опоры на высшие классы напряжений обычно выполняются сборно-модульными. При этом масса каждого модуля позволяет его транспортировать силами 3-4 человек или с применением ручных тележек

Опоры традиционных конструкций (кроме деревянных) являются проводниками. Это определяет ряд особенностей, связанных с координацией изоляции ЛЭП и распределением её ёмкости и индуктивности. Траверса и грозозащитные тросы (при их наличии) подлежат обязательному заземлению, а к заземлителю предъявляются высокие требования. Опоры, выполненные из стеклопластика, базальтопластика или органопластика являются диэлектриками с высоким показателем электрической прочности. Таким образом сама опора становится изолятором на пути протекания тока «провод-земля». Но, в отличие от деревянных опор у композитных диэлектрические свойства не зависят от погодных условий. Это существенным образом упрощает схему изоляции ЛЭП, а в случае низких классов напряжения (до 10 кВ) представляется возможность вообще отказаться от применения изоляторов. ЛЭП на композитных опорах имеет существенно меньшую ёмкость «провод-земля» и «провод-провод», чем ЛЭП на токопроводящих опорах. Также отпадает необходимость в заземлении траверсы опоры. Поскольку для ЛЭП на композитных опорах сближение проводов с траверсой и стойкой не опасно, представляется возможность уменьшить габариты линии. Это обстоятельство может полностью скомпенсировать увеличение габаритов, вызванное гибкостью опор.

Высокие диэлектрические свойства композитных опор существенно улучшают грозоупорность ЛЭП. Это позволяет упростить заземляющие устройства, а в ряде случаев вообще отказаться от них и от грозозащитных тросов. Отсутствие заземлителя существенным образом уменьшает действие блуждающих токов на здания, сооружения, природные объекты. Важно и то, что в случае пробоя или разрушения изолятора или падения провода на траверсу не возникает короткого замыкания на землю и не происходит отключение линии. В целом, по результатам ряда исследований, проведённых в США, России и Китае ожидается, что ЛЭП на композитных опорах будет иметь значительно меньшее количество отключений чем на традиционных. Кроме того, вредное и опасное воздействие ЛЭП на наземные объекты будет сведено к минимуму.

Тем не менее высокое сопротивление композитных опор обуславливает и некоторые проблемы, в частности склонность к накоплению статического заряда, а также большие значения импульсных перенапряжений в случае прямого попадания молнии в ЛЭП (хотя вероятность такого события существенно снижена). Затрудняется также дистанционная диагностика состояния изоляции ЛЭП по показателю реактивного сопротивления

Полимерные композиционные материалы обладают высокой коррозионной стойкостью в кислых и щелочных средах и не подвержены электрокоррозии. В этом их основное преимущество перед металлом и железобетоном. Композитные материалы обладают меньшей гигроскопичностью чем бетон и не повреждаются замерзающей в порах водой. В то же время полимерные композиционные материалы быстро стареют под действием излучения Солнца. Одна из важнейших задач, связанная с массовым внедрением композитных опор - решение вопроса стабилизации полимерного связующего к действию солнечного излучения.

2.3 Монтаж воздушной линии электропередачи

Промежуточные одностоечные композитные опоры применяются для установки на воздушных ЛЭП классов напряжений 220, 110, 35 и 10 кВ, с переменным током частотой до 100 Гц, одноцепных и двухцепных.

Для безгирляндной подвески проводов на опорах 220 и 110 кВ применяются изолирующие траверсы.

Опоры из композитных материалов обладают небольшой удельной массой. Кроме возможного общего применения при строительстве ВЛ, композитные опоры также предназначены для проведения аварийно-восстановительных работ и применения в труднодоступной местности (лесная, болотистая и горная местность), в условиях городской застройки, а также создания быстромонтируемого аварийного резерва.

Благодаря современным полимерным материалам композитные опоры:

- просты в сборке и установке;
- компактны при складировании и транспортировке;
- легкие (имеют малый вес конструкции);
- противостоят разрушающим климатическим нагрузкам (ураганным ветрам, гололёдам);
- не подвержены коррозии;
- эстетичны и экологичны;
- вандалоустойчивы;

Стоимость композитных опор не превосходит стоимости многогранных металлических опор. Экономический эффект от внедрения композитных опор обусловлен:

- снижением расходов на хранение, транспортировку и монтаж;
- отсутствием расходов на подвесную изоляцию;
- снижением расходов на землеотвод (просеки);
- крепление провода к траверсе позволяет снизить габариты применяемых стоек либо увеличить длину пролетов;
- срок службы увеличивается до 50-70 лет.

Для повышения стойкости к ультрафиолету и солнечной радиации в составе стеклопластика есть светостабилизатор. В связи с этим частично прозрачная труба стойки защищена от негативного воздействия инсоляции на всю толщину слоя.

Для обеспечения защиты стойки опоры от низового пожара наружная поверхность нижнего модуля опоры покрыта огнезащитным составом на высоту не менее 2м от поверхности земли.

Конструкция стойки из композитных материалов состоит из модулей в виде усечённых конусных труб различных диаметров. Разработаны шесть типов модулей, позволяющих собрать стойки необходимой высоты и требуемого класса напряжения опоры ВЛ.

Сборка стойки опоры из модулей может выполняться либо на организованном полигоне, либо на месте установки опоры ВЛ. Сборка стойки представляет собой телескопическую стыковку модулей «конус в конус» с перекрытием (нахлестом) не менее 1,5 диаметра ствола в месте стыка. После сопряжения модулей стойки необходима их подпрессовка, с продольным усилием до 40 кН, для плотной посадки с последующей фиксацией стыков путём применения разжимных анкеров.

Модули для стойки опор состоят из базовой стеклопластиковой композиции, воспринимающей основную механическую нагрузку.

Модульная конструкция элементов стойки опоры, а также относительно большие габариты конических труб модулей, позволяют разместить полную комплектацию промежуточной опоры во внутреннем пространстве модулей в транспортном положении.

Фундаментная установка опор выполняется, как правило, закреплением нижних модулей стойки в грунт в пробуренном котловане во всех типах песчаных, супесчаных, суглинистых и глинистых грунтов.

Возможны доработки фундаментных подкрепляющих конструкций в виде обсадных труб, ригелей или свай с ростверками с учётом коэффициента пористости грунта. При установке стоек в обсадную трубу, нижние модули

допускается выполнять укороченными, в частности, для одноцепной опоры ПК 220-1 нижний модуль может быть укорочен на 1,5 м, для двухцепной опоры ПК 220-2 нижний модуль может быть укорочен на 2 м. Возможен фланцевый фундамент.

2.4 Механическая часть ВЛ

Воздушные линии электропередачи - конструкции для передачи электроэнергии на расстояние по проводам. Основными конструктивными элементами ВЛ являются провода, тросы, опоры, изоляторы и линейная арматура. Провода служат для передачи электроэнергии. В верхней части опор над проводами для защиты ВЛ от грозовых перенапряжений монтируют грозозащитные тросы. Опоры поддерживают провода и тросы на определенной высоте над уровнем земли или воды. Изоляторы изолируют провода от опоры. С помощью линейной арматуры провода закрепляются на изоляторах, а изоляторы на опорах. В некоторых случаях провода ВЛ с помощью изоляторов и линейной арматуры прикрепляются к кронштейнам инженерных сооружений. Основным достоинством воздушных линий электропередачи является их относительная дешевизна по сравнению с кабельными. Также гораздо лучше ремонтпригодность (особенно в сравнении с бесколлекторными КЛ): не требуется проводить земляные работы для замены провода, ничем не затруднён визуальный осмотр состояния линии. Однако, у воздушных ЛЭП имеется ряд недостатков: широкая полоса отчуждения: в окрестности ЛЭП запрещено ставить какие-либо сооружения и сажать деревья; при прохождении линии через лес, деревья по всей ширине полосы отчуждения вырубаются; незащищённость от внешнего воздействия, например, падения деревьев на линию и воровства проводов; несмотря на устройства грозозащиты, воздушные линии также страдают от ударов молнии. По причине уязвимости, на одной воздушной линии часто оборудуют две цепи: основную и резервную; эстетическая непривлекательность; это одна из причин практически повсеместного перехода на кабельный способ электропередачи в городской черте [13].

Воздушные линии электропередач (ВЛ) предназначены для передачи электроэнергии на расстояния. Основными элементами воздушных линий являются провода и тросы, опоры, изоляторы, линейная арматура и т.д.

Проектирование механической части воздушных ЛЭП включает следующие основные этапы:

- расчет механических нагрузок на элементы ВЛ;
- выбор элементов ВЛ (опор, изоляторов, арматуры и др.);
- расчет элементов ВЛ на механическую прочность;
- расстановку опор по профилю трассы;
- расчет перехода через инженерное сооружение (наземный трубопровод);
- расчет монтажных стрел провеса проводов и тросов [13].

К числу гололедно-изморозевых образований относятся иней, кристаллическая или зернистая изморозь, гололед и смешанные образования. Иней и кристаллическая изморозь образуются в процессе перехода водяного пара в ледяные кристаллы. Для проводов воздушных линий не представляют существенной нагрузки и не влияют на механическую прочность. Зернистая изморозь представляет собой матово-белый снеговидный осадок из примерзших друг к другу ледяных зерен. Такой вид изморози образуется с наветренной стороны провода, поэтому провод получает эксцентричную вертикальную нагрузку.

Определим удельные нагрузки линии электропередачи, выполненной проводом АССС-240/28 и проходящей в III климатическом районе по гололеду и III районе по ветру.

Полное сечение провода $s=240 \text{ мм}^2$, масса провода $G_0=1152 \text{ кг/км}$, диаметр провода $d=24,8 \text{ мм}$. Для III района по гололеду нормативная толщина стенки гололеда $b=15 \text{ мм}$, для III района по ветру скоростной напор $q=50 \text{ даН/м}^2$.

Таблица 14 – Исходные данные для расчета удельных нагрузок провода

Параметры	Проводник	Сердечник	Провод
Сечение мм ²	334,77	29,08	363,86
Диаметр мм			24,8
Масса кг/км			1152

Определяем удельные нагрузки

1 Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода:

$$\gamma_1 = \frac{Mg}{S}; \quad (14)$$

$$\gamma_1 = \frac{1152 \cdot 9.8 \cdot 10^{-3}}{363,86} = 3.1 \cdot 10^{-3} \text{ даН}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

2 Временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений:

$$\gamma_2 = \frac{27.74 b(b+d)}{S}; \quad (15)$$

$$\gamma_2 = \frac{27.74 \cdot 15(24,8 + 15)}{363,86} = 4.5 \cdot 10^{-2} \text{ даН}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

3 Суммарная вертикальная удельная нагрузка от собственной массы провода и массы гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2; \quad (16)$$

$$\gamma_3 = (3,1 + 4,5) \cdot 10^{-2} = 8.4 \cdot 10^{-2} \text{ даН}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

4 Временно действующая горизонтальная нагрузка от давления ветра на провод, свободный от гололеда

$$\gamma_4 = \frac{0,7 \cdot 1,1 \cdot 24,8 \cdot 10^{-3} \cdot 50}{363,86} \sin 90 = 2,3 \cdot 10^{-3} \text{ даН}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

5 Временно действующая горизонтальная нагрузка от давления ветра на провод, покрытый гололедом:

$$\gamma_5 = \frac{0,7 \cdot 1,2(24,8 + 2 \cdot 15) \cdot 10^{-3} \cdot 0,25 \cdot 50}{363,86} = 1,5 \cdot 10^{-3} \text{ даН}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

6 Результирующая удельная нагрузка от собственной массы провода и давления ветра:

$$\gamma_6 = 10^{-3} \sqrt{3,1^2 + 2,3^2} = 3,8 \cdot 10^{-3} \text{ даН}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

7 Результирующая удельная нагрузка от массы провода, массы гололеда и давления ветра:

$$\gamma_7 = 10^{-3} \sqrt{8,4^2 + 1,5^2} = 8,5 \cdot 10^{-3} \text{ даН}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

В данном разделе был проведен расчет удельных нагрузок провода АССС-240/24.

2.5 Технико-экономическое обоснование реконструкции сети

Капитальные вложения представляют собой затраты материальных, технических и трудовых ресурсов в денежной форме, направленные на воспроизводство основных фондов. Это затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий. При строительстве создаются новые производственные мощности

в виде самостоятельных предприятий, филиалов и отдельных производств. Кроме того, к новому строительству относится строительство на новой площади объекта взаимоликвидируемого предприятия, при эксплуатации которого достигаются лучшие по сравнению с ликвидируемым предприятием экономические показатели по техническим или санитарно-техническим требованиям.

Расширение действующих предприятий, строительство дополнительных зданий и сооружений на действующих предприятиях осуществляются в целях увеличения мощности или пропускной способности зон технического обслуживания и ремонта.

Капитальные вложения (K), как и все экономические показатели сравниваемых вариантов должны определяться в прогнозных ценах одного уровня и по источникам равной достоверности.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями [18].

В настоящее время при разработке проектной документации технико-экономическое сравнение вариантов конструктивного исполнения РУ ПС на этапе разработки основных технических решений проводится на основании сопоставления капитальных вложений в строительство и не учитывает издержки, которые несет хозяйствующий субъект в процессе эксплуатации ПС.

Расчет капитальных вложений производят по укрупненным стоимостным показателям. Расчет производится на год выполнения проекта, т. е. с учетом коэффициентов инфляции ($K_{инфл}=5,56$) [9]. Определяют капитальные вложения по подстанциям, учитывая постоянную часть затрат, стоимость силовых трансформаторов, стоимость РУ ВН и РУ СН, стоимость компенсирующих устройств.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (17)$$

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

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (18)$$

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

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

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

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

Стоимость электрооборудования, которое необходимо установить приводится к текущему году при помощи коэффициента инфляции.

Капиталовложения для строительства ВЛЭП рассчитываются по формуле, млрд.руб:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (19)$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

L_{Σ} – длина ВЛЭП.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{РЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (20)$$

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

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

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

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

$$I = I_{\text{РЭО}} + I_{\text{АМ}} \quad (22)$$

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$З = E \cdot K + I \quad (23)$$

где E – норматив дисконтирования;

K – капиталовложения, требуемы на сооружение или реконструкцию электрической сети;

I – издержки.

Результаты расчета приведенных затрат по формуле (23) сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Приведенные затраты

Капиталовложения, К, млн.руб	Приведенные затраты З, млн.руб
269	48

Чистая приведённая стоимость (чистая текущая стоимость, чистый дисконтированный доход, принятое в международной практике для анализа инвестиционных проектов сокращение — NPV или ЧДД) — это сумма

дисконтированных значений потока платежей, приведённых к сегодняшнему дню.

Расчет ЧДД производим для выбранного варианта.

Распределяем капиталовложения на первые 5 лет. Средние капиталовложения в год:

$$K_{\text{год}} = \frac{K}{T_{\text{строит}}}, \quad (24)$$

где $T_{\text{строит}}$ – время строительства, год.

$$K_{\text{год}} = 2,6 \cdot 10^4 \text{ руб}$$

После постройки сети и ее ввода в эксплуатацию она начнет приносить доход. Также возникают издержки. Доход определяется как:

$$D = \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot 4,69, \quad (25)$$

где $\mathcal{E}_{\text{получ}}$ – электроэнергия, полученная потребителем, кВт·ч;
4,69 руб/кВт·ч – тариф на электроэнергию по данным на 2023 год.

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} + P_{\text{min}} \cdot T_{\text{min}}, \quad (26)$$

где P_{max} – мощность, полученная в период максимума, кВт;

P_{min} – мощность, полученная в период минимума, кВт;

T_{max} – число часов использования максимальной нагрузки, ч;

T_{min} – число часов использования минимальной нагрузки, ч.

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} = 2,76 \cdot 10^9 \text{ кВт·ч.}$$

$$Д = 1,294 \cdot 10^{10} \text{ руб.}$$

Находим годовые издержки:

$$И_{\text{год}} = \frac{И}{T_3}, \quad (27)$$

где T_3 – доход от продажи электрической энергии;

$И$ – общие издержки.

$$И_{\text{год}} = 4,7 \cdot 10^8 \text{ руб}$$

Получим ЧДД:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T [Д - (К + И)] \cdot (1 + E)^{1-t} \quad (28)$$

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T [Д - (К + И)] \cdot (1 + E)^{1-t} = 2,78 \cdot 10^{10} \text{ руб}$$

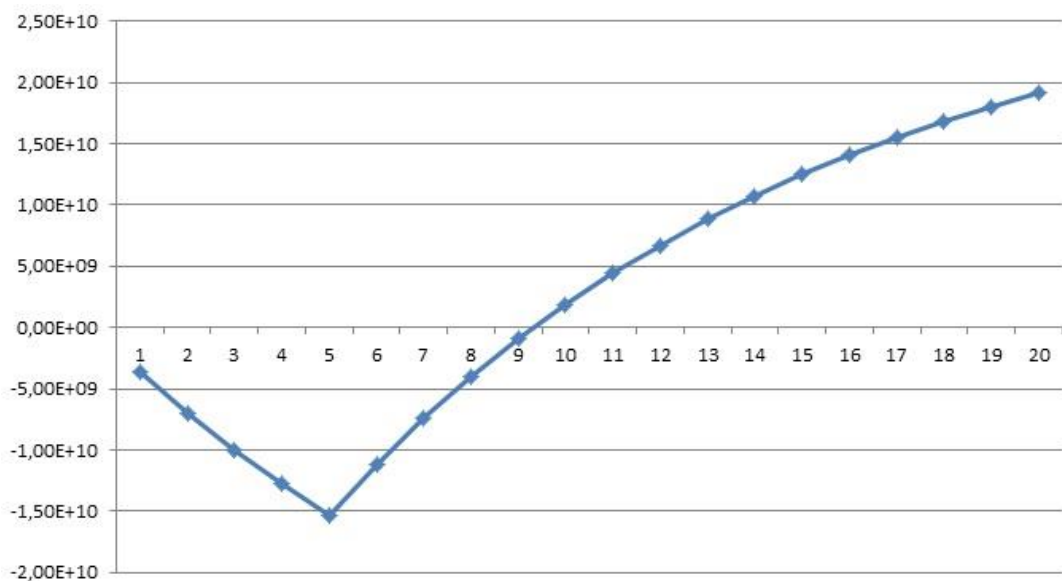


Рисунок 5 – Срок окупаемости данного проекта

Вывод: данный проект окупится через 10 лет.

Расчеты капиталовложений приведены в приложении Б.

2.6 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети

Воспользуемся рассчитанным режимом сети, приведенным выше. Параметры ветвей и узлов приведены в нижеуказанных таблицах. Графическая часть расчета представлена на рисунке 6.

Таблица 16 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,075
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5
нейт - г2	3,2	131			0,075
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
Западная - Шахта-7	1,44	2,484	-15,96		
Шахта-7 - АТЭЦ 110	3,5	4,71	-38,3		
Западная - Надеждинская-тяга	7,7	19,7	-132		
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	3,2	6,8	-44,28		
Уссурийск-тяга - отпайка	0,14	0,2	-1,27		
отпайка - Кожзавод	0,33	0,47	-2,8		
отпайка - Уссурийск-2	4,59	6,51	-39,15		
Кожзавод - Уссурийск-1	1,2	1,98	-12,7		
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	7,48	19,2	-126		
Надеждинская-тяга - нейт	0,8	35,5	18,15	3,25	1
Надеждинская-тяга - нейт	0,8	35,5	18,15	3,25	1
нейт - сн	0,8				0,23
нейт - сн	0,8				0,23
нейт - нн	0,8	22,3			0,09
нейт - нн	0,8	22,3			0,09

Таблица 17 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$, кВ
		P_n , МВт	Q_n , МВар	P_g , МВт	Q_g , МВар	
АТЭЦ 220	220					
г1	16			69,3	-6,1	16,0
г2	16			20,0	-9,3	16,0
АТЭЦ 110	110					
г3	16			30,0	44,4	16,0
г4	16			30,0	44,4	16,0
нейт	220					
Западная	110	34,2	7,4			
Шахта-7	110	28,4	6,6			
Надеждинская-тяга	110					
Уссурийск-тяга	110	11,8	12,3			
Кожзавод	110	21,1	3,6			
Уссурийск-1	110	18,3	2,7			
Уссурийск-2	110	17,9	2,9			
нейт	110					
нейт	110					
сн	27,5	10,1	8,6			
нн	10					
отпайка	110					

Проведем анализ потерь и токовой загрузки сети.

Таблица 18 – Токовая загрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$, А	Ток конца ветви $I_{кон}$, А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$, А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$, %
Западная - Шахта-7	335,6	335,3	380,0	88,3
Шахта-7 - АТЭЦ 110	494,8	494,2	510,0	97,0
Западная - Надеждинская-тяга	142,2	144,8	610,0	23,7
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	77,8	77,8	445,0	17,5
Уссурийск-тяга - отпайка	72,1	72,0	330,0	21,8
отпайка - Кожзавод	127,8	127,7	330,0	38,7
отпайка - Уссурийск-2	105,2	105,5	330,0	32,0
Кожзавод - Уссурийск-1	239,9	239,6	380,0	63,1
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	341,6	338,6	510,0	67,0

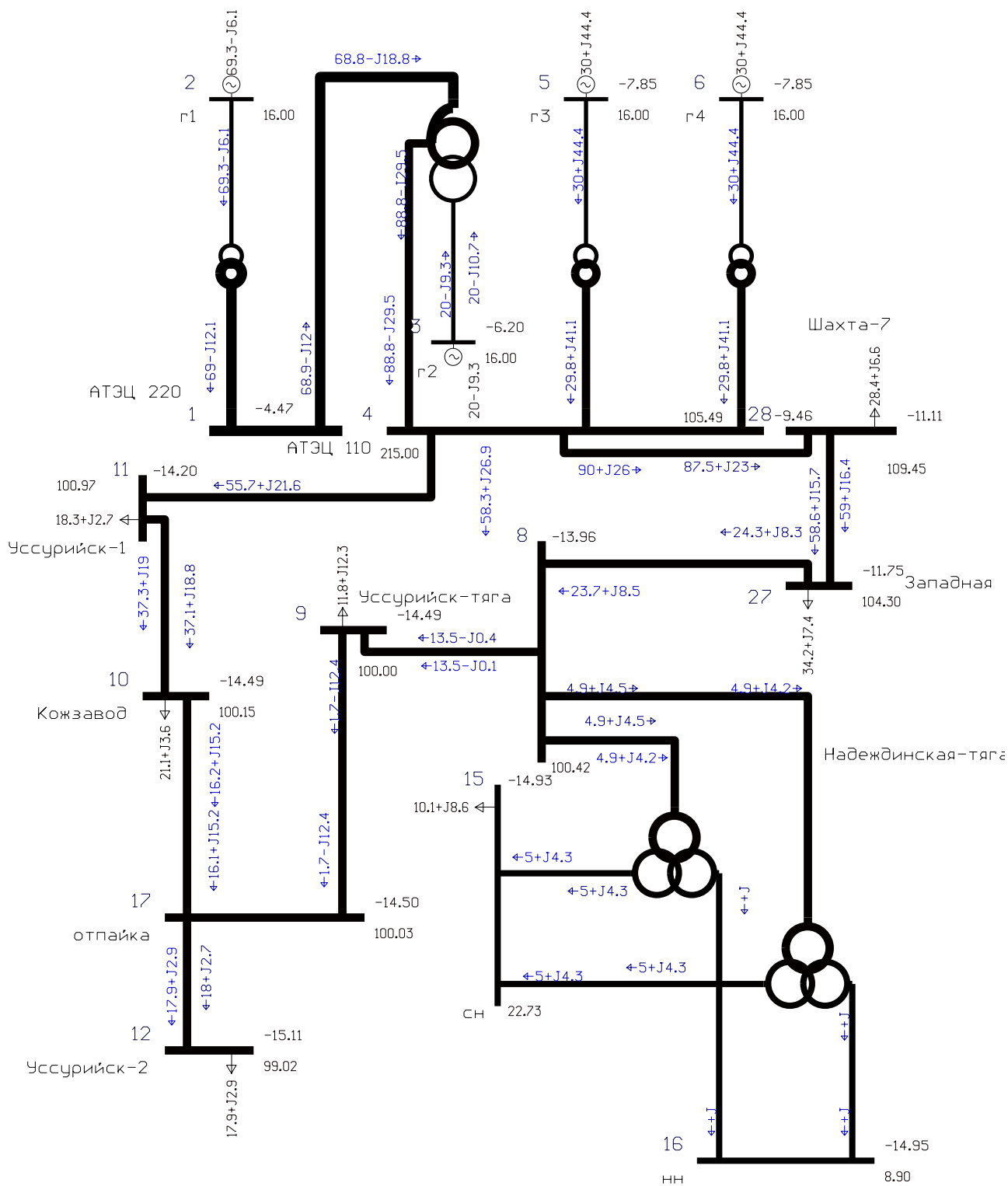


Рисунок 6 – Графика нормального режима

Произошло увеличение токовой загрузки ЛЭП в связи с увеличением нагрузки (спрогнозированной).

Таблица 19 – Потери активной мощности

ΔP , МВт	$dP_{лэп}$, МВт	$dP_{тр}$, МВт	$P_{хх}$, МВт	$P_{кор.}$, МВт
7,11	6,68	0,18	0,26	-

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 7,11 МВт, что составляет 4,77 % от генерируемой мощности (149 МВт).

Проведем расчет послеаварийного режима.

Таблица 20 – Параметры ветвей

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,075
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5
нейт - г2	3,2	131			0,075
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
Западная - Шахта-7	1,44	2,484	-15,96		
Шахта-7 - АТЭЦ 110	3,5	4,71	-38,3		
Западная - Надеждинская-тяга	7,7	19,7	-132		
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	3,2	6,8	-44,28		
Уссурийск-тяга - отпайка	0,14	0,2	-1,27		
отпайка - Кожзавод	0,33	0,47	-2,8		
отпайка - Уссурийск-2	4,59	6,51	-39,15		
Кожзавод - Уссурийск-1	1,2	1,98	-12,7		
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	7,48	19,2	-126		
Надеждинская-тяга - нейт	0,8	35,5	18,15	3,25	1
Надеждинская-тяга - нейт	0,8	35,5	18,15	3,25	1
нейт - сн	0,8				0,23
нейт - сн	0,8				0,23
нейт - нн	0,8	2,3			0,09
нейт - нн	0,8	2,3			0,09

Таблица 21 – Параметры узлов

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Мощность нагрузки		Мощность генерации		Заданный модуль напряжения $V_{зд}$, кВ
		P_n , МВт	Q_n , МВар	P_g , МВт	Q_g , МВар	
АТЭЦ 220	220					
г1	16			70,6	-4,8	16,0
г2	16			20,0	-8,4	16,0
АТЭЦ 110	110					
г3	16			30,0	47,0	16,0
г4	16			30,0	47,0	16,0
нейт	220					
Западная	110	34,2	7,4			
Шахта-7	110	28,4	6,6			
Надеждинская-тяга	110					
Уссурийск-тяга	110	11,8	12,3			
Кожзавод	110	21,1	3,6			
Уссурийск-1	110	18,3	2,7			
Уссурийск-2	110	17,9	2,9			
нейт	110					
нейт	110					
сн	27,5	10,1	8,6			
нн	10					
отпайка	110					

Таблица 22 – Токовая загрузка ЛЭП

Участок	Ток начала ветви $I_{нач}$, А	Ток конца ветви $I_{кон}$, А	Длительно-допустимый ток $I_{доп}$, А	Токовая загрузка $I/I_{доп}$, %
Западная - Шахта-7	478,5	478,1	380,0	125,9
Шахта-7 - АТЭЦ 110	637,7	636,8	510,0	125,0
Западная - Надеждинская-тяга	287,0	290,9	610,0	47,7
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	209,1	210,2	445,0	47,2
Уссурийск-тяга - отпайка	116,1	116,1	330,0	35,2
отпайка - Кожзавод	0,0	0,0	330,0	0,0
отпайка - Уссурийск-2	116,1	116,5	330,0	35,3
Кожзавод - Уссурийск-1	117,7	117,6	380,0	31,0
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	218,9	217,6	510,0	42,9

Перегружены ЛЭП Западная – Шахта-7 и Шахта-7 – АТЭЦ.

Таблица 23 – Потери активной мощности

ΔP, МВт	dP _{ЛЭП} , МВт	dP _{Гр} , МВт	P _{ХХ} , МВт	P кор., МВт
8,62	8,18	0,19	0,24	-

Суммарные потери активной мощности на участке составляют 8,62 МВт, что составляет 5,7 % от генерируемой мощности (151 МВт). В послеаварийном режиме произошло увеличение количества потерь за счет повышения нагрузки на ЛЭП.

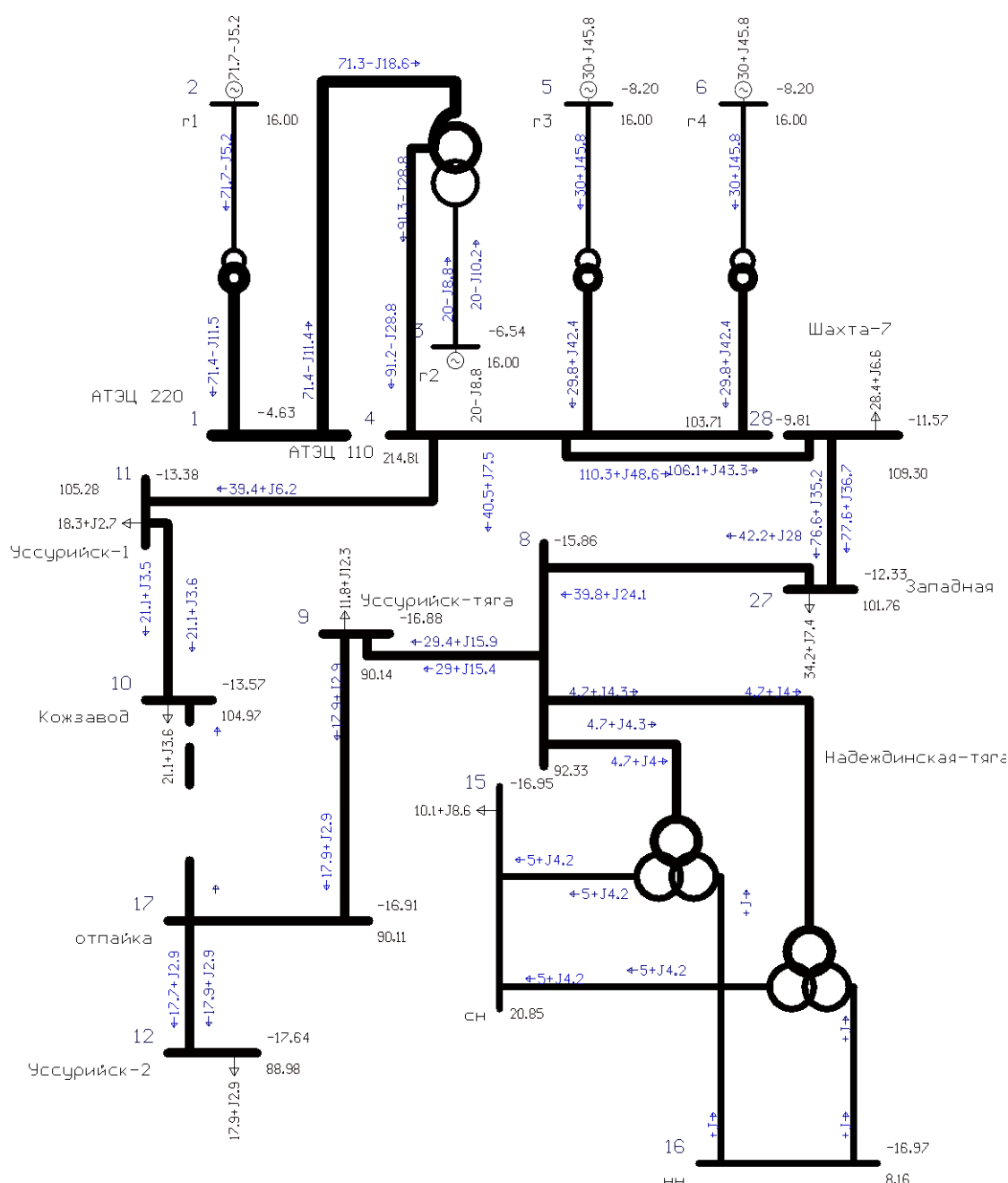


Рисунок 7 – Графика послеаварийного режима

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

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

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

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

Особенностью расчета токов КЗ в сельских электрических сетях является:

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

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

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

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

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям КЗ 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 аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток к.з.

Для расчета токов короткого замыкания воспользуемся RastrKZ в составе ПВК «RastrWin3» [7]. Программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК «RastrWin3». Основной является схема замещения прямой последовательности. Необходимые данные были получены и внесены в ПВК в предыдущем пункте. Все исходные данные сохраняются в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия» [19].

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

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

$$x = \frac{x''_d \cdot U_{ном}^2}{S_n}, \quad (29)$$

$$E = E''_d \cdot U_{ном}. \quad (30)$$

Определим реактивное сопротивление прямой последовательности генератора СВВ 780/190-32 по формуле 24:

$$x_{n.n.} = \frac{0,135 \cdot 10,5^2}{85} = 0,267$$

Реактивное сопротивление обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$x_{o.n.} = 1,22 \cdot x_{n.n.}, \quad (31)$$

$$x_{o.n.} = 1,22 \cdot 0,267 = 0,326.$$

Аналогично проводятся расчеты для оставшихся генераторов.

Расчеты ТКЗ представлены в таблицах 24, 25.

Таблица 24 – Узлы/Несим/ИД

Номер	Название	Номинальное напряжение
1	АТЭЦ 220	220
2	г1	16
3	г2	16
4	АТЭЦ 110	110
5	г3	16
6	г4	16
7	нейт	220
8	Западная	110
9	Шахта-7	110
10	Надеждинская-тяга	110
11	Уссурийск-тяга	110
12	Кожзавод	110
17	Уссурийск-1	110
18	Уссурийск-2	110
19	нейт	110
20	нейт	110
21	сн	27,5
22	нн	10
24	отпайка	110

Таблица 25 – Ветви/Несим/ИД

Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации, Кт
АТЭЦ 220 - г1	1,4	51,5	10,6	2,31	0,075
АТЭЦ 220 - нейт	0,55	59,2	11,81	1,23	1
нейт - АТЭЦ 110	0,48				0,5
нейт - г2	3,2	131			0,075
АТЭЦ 110 - г3	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
АТЭЦ 110 - г4	0,37	12,3	46,92	8,2	0,14
Западная - Шахта-7	1,44	2,484	-15,96		
Шахта-7 - АТЭЦ 110	3,5	4,71	-38,3		
Западная - Надеждинская-тяга	7,7	19,7	-132		
Надеждинская-тяга - Уссурийск-тяга	3,2	6,8	-44,28		
Уссурийск-тяга - отпайка	0,14	0,2	-1,27		
отпайка - Кожзавод	0,33	0,47	-2,8		
отпайка - Уссурийск-2	4,59	6,51	-39,15		
Кожзавод - Уссурийск-1	1,2	1,98	-12,7		
Уссурийск-1 - АТЭЦ 110	7,48	19,2	-126		
Надеждинская-тяга - нейт	0,8	35,5	18,15	3,25	1
Надеждинская-тяга - нейт	0,8	35,5	18,15	3,25	1
нейт - сн	0,8				0,23
нейт - сн	0,8				0,23
нейт - нн	0,8	22,3			0,09
нейт - нн	0,8	22,3			0,09

Полученные результаты расчета ТКЗ приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Токи трехфазного КЗ на шинах ПС

Напряжение, кВ	Значение ТКЗ, кА
10	13,2
27,5	6,4
110	2,5

4 ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ РУ ВН ПС НАДЕЖДИНСКАЯ-ТЯГА ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ

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

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

Выбранные для установки токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок, находящихся под напряжением, не только в нормальном режиме, но так же и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, такие как географическое расположение электростанции или подстанции, т.е. климатические условия, в которых будет находиться оборудование, род установки (наружный или внутренний) [14].

В связи с тем, что в соответствии с выбранной темой выпускной квалификационной работы не требуется выбор оборудования на ПС, необходимо поверить установленное оборудование после реконструкции сети.

4.1 Конструктивное исполнение РУ ПС

Тип распределительного устройства ВН ПС 110 кВ Надеждинская-тяга – открытое распределительное устройство.

На ПС Надеждинская-тяга применена схема 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов в соответствии с [11]. Данная схема представлена на рисунке 8.

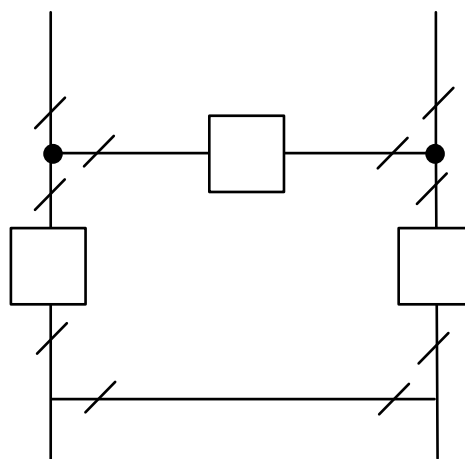


Рисунок 8 – 5АН - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях трансформаторов

Однолинейная схема проектируемой ПС Надеждинская-тяга представлена на листе 2 графической части выпускной квалификационной работы.

4.2 Выбор и проверка выключателей

Высоковольтный выключатель — коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме в нормальных или аварийных режимах при ручном, дистанционном или автоматическом управлении.

Высоковольтный выключатель состоит из: контактной системы с дугогасительным устройством, токоведущих частей, корпуса, изоляционной конструкции и приводного механизма (например, электромагнитный привод, ручной привод) [14].

- 1) надежность в работе и безопасность для окружающих;
- 2) быстродействие – возможно малое время отключения;
- 3) удобство в обслуживании;
- 4) простота монтажа;
- 5) сравнительно невысокая стоимость.

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

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

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам КЗ [15].

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

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{S_{\text{нн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (32)$$

$$I_{\max \text{ вн}} = \frac{10,1}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,04 \text{ кА.}$$

Аналогично считается ток для средней и низкой сторон.

$$I_{\max \text{ сн}} = \frac{10,1}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 0,32 \text{ кА.}$$

$$I_{\max \text{ нн}} = \frac{10,1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,88 \text{ кА.}$$

Так же для выбора выключателя необходимо проверить его по термической устойчивости, кА²с:

$$B_K = I_{\text{но}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (33)$$

где $t_{откл}$ - время отключения;

T_a - постоянная времени.

Время отключения находится следующим образом, с:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ос}, \quad (34)$$

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

$t_{ос} - 0,055$ с.

Используя формулу 27, получим требуемую величину:

$$B_K = 2,5^2 \cdot (0,3 + 0,05) = 2,06 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 110 кВ и РУ 27,5 кВ. Данные расчетов сведены в таблицы 27 и 28.

Таблица 27 – Выключатель ВГТ-110-II-40/2500У1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 40$ А	$I_{ном} = 2500$ А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 2,5$ кА	$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{по} < I_{вкл}$
$I_{по} = 2,5$ кА	$I_{откл.н} = 79,196$ кА	$I_{по} < I_{откл.н}$
$B_K = 2,06$ кА ² с	$I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 4800$ кА ² с	$B_K < I_{ми}^2 \cdot t_{ми}$

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

ВГ – выключатель элегазовый;

Т – условное обозначение конструктивного исполнения;

110 – номинальное напряжение, кВ;

II – категория по длине пути утечки по внешней изоляции в соответствии с ГОСТ 9920-89;

40 – номинальный ток отключения, кА;

2500 – номинальный ток, А;

U1 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

Привод ППрК-1800С:

П – привод;

Пр – пружинный;

К – кулачковый;

1800 – работа статического включения, Дж;

С – специальный.

Выбираем выключатель на сторону среднего напряжения.

Таблица 28 – Выключатель ВБС-27,5 IV-25/1600 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 320 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 6,4 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 64 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{вкл}$
$I_{по} = 6,4 \text{ кА}$	$I_{откл.н} = 25 \text{ кА}$	$I_{по} < I_{откл.н}$
$B_k = 24,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{mn}^2 \cdot t_{mn} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{mn}^2 \cdot t_{mn}$

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

ВБ – выключатель вакуумный;

С – условное обозначение конструктивного исполнения (стационарный);

27,5 – номинальное напряжение, кВ;

25 – номинальный ток отключения, кА;

2500 – номинальный ток, А;

IV – степень загрязнения внешней изоляции;

УХЛ – климатическое исполнение;

1 – категория размещения.

4.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта [14].

Разъединители выбираются по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ. Данные расчетов сведены в таблицу 29.

Таблица 29 – Разъединитель РДЗ-110/1000 НУХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ кА}$	$I_{max} < I_{ном}$
$B_k = 2,06 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 31,5 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 3 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 31,5^2 \cdot 3 = 3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка марки выбранного разъединителя:

Р – разъединитель;

Д – двухколонковый;

З – наличие заземлителей;

220 – номинальное напряжение;

1000 – номинальный ток;

НУХЛ – климатическое исполнение;

1 – категория размещения.

Выбираем разъединитель на сторону среднего напряжения.

Таблица 30 – Разъединитель РДЗ-27,5/1000 НУХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 6,4 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1000 \text{ кА}$	$I_{max} < I_{ном}$
$i_{уд} = 10,376 \text{ кА}$	$i_{пр. с} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{пр. с}$
$B_k = 24,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тн} = 25 \text{ кА}, \quad t_{тн} = 4 \text{ с}$ $I_{тн}^2 \cdot t_{тн} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

4.4 Выбор ячеек КРУ

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

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

Для КРУ 6–10 кВ вместо разъединителей применяются втычные контакты, используются выключатели обычной конструкции.

В данной выпускной квалификационной работе целесообразно принять КРУ серии К – 104. Шкаф КРУ представляет собой жесткий металлический корпус, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания, эксплуатации и локализации аварий корпус КРУ разделен на отсеки с помощью металлических перегородок и автоматически закрывающихся металлических шторок. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить габариты шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Выкатная тележка в процессе эксплуатации может занимать три положения: рабочее, испытательное, и ремонтное. На выкатной тележке

монтируется оборудование такое как трансформаторы напряжения, разрядники, силовые предохранители, разъемные контакты соединений главной цепи.

На низкой стороне подстанции выбираем комплектное распределительное устройство внутренней установки 10 кВ марки К-104 со встроенными выключателями марки ВВЭ-10 с электромагнитным приводом. Основные параметры шкафа КРУ серии К-104 приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Основные параметры шкафа КРУ серии К-104

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

Проверка выключателя осуществляется по формулам, которые приведены выше. Данные расчетов сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{H, \text{MAX}} = 15,9 \text{ кА}$	$I_{p \text{MAX}} = 692 \text{ кА}$	$I_{p \text{MAX}} \leq I_{H \text{MAX}}$
$I_{H, \text{МИН}} = 600 \text{ А}$	$I_{p \text{МИН}} = 69 \text{ кА}$	$I_{p \text{МИН}} \leq I_{H \text{МИН}}$
$B_K = 85 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_K$
$I_{\text{ВКЛ}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 13,2 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$

4.5 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 [16].

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

- при $U_n \geq 110$ кВ, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);
- при $U_n \leq 35$ кВ – в две фазы (схема неполной звезды);
- в трёхпроводных установках при равномерной нагрузке фаз – в одну фазу (цепи трёхфазных двигателей).

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

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.

Для ОРУ 110 кВ выбираем ТОГФ-110-УХЛ1 Данные расчетов сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Трансформатор тока ТОГФ-110-УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 25$ А	$I_{1ном} = 300$ А	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5$ А	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,46$ Ом	$Z_{2ном} = 2$ Ом	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 6,875$ кА	$I_{дин. н.} = 40$ кА	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 2,08$ кА ² с	$I_{тн} = 16$ кА, $t_{тн} = 3$ с $I_{мин}^2 \cdot t_{мин} = 16^2 \cdot 3 = 768$ кА ² с	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Расшифровка маркировки ТТ:

Т – трансформатор тока;

О – однофазный;

Г – элегазовый;

Ф – с фарфоровой изоляцией;

110 – номинальное напряжение;

УХЛ – климатическое исполнение;

1 – категория размещения.

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

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (35)$$

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

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

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов (принимается равным 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}. \quad (36)$$

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

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

Выберем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм². Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – ПВХ пластикат; броня – две стальные ленты; защитный покров – пропитанная кабельная пряжа, Ом:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S_{np}} \quad (37)$$

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

где $l_{расч} = 100$ м – расчётная длина провода для РУ 220 кВ;

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

S_{np} – сечение проводов, принимаем $S_{np} = 4$ мм².

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

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

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

4.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

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

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

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 35 кВ, которая приведена в таблице 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 27,5 кВ

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

Для ОРУ 27,5 кВ выберем трансформатор напряжения ЗНГМ-27,5 УХЛ1.
Данные расчета приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Трансформатор напряжения ЗНГМ-27,5 УХЛ1

Расчётные данные	Паспортные данные	Проверка
$U_{уст} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{раб} = 6,4 \text{ кА}$	$I_{1ном} = 300 \text{ кА}$	$I_{раб} < I_{1ном}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	
	Класс точности 0,5	
$Z_{2р} = 1,46 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2р} < Z_{2ном}$
$i_y = 6,875 \text{ кА}$	$I_{дин. н.} = 40 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин. н.}$
$B_k = 24,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{ТН} = 16 \text{ кА}, \quad t_{ТН} = 3 \text{ с}$ $I_{ми}^2 \cdot t_{ми} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k < I_{ТН}^2 \cdot t_{ТН}$

Расшифровка маркировки ТН:

З – заземляемый;

Н – трансформатор напряжения;

Г – герметичный;

М – масляный;

27,5 – номинальное напряжение;

УХЛ – климатическое исполнение;

1 – категория размещения.

4.7 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН

В ОРУ 27,5 кВ и выше обычно применяют гибкие шины, выполненные сталеалюминевыми проводами.

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

Выбор сечения по нагреву:

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

Принимаем сечение по допустимому току.

27,5 кВ – АС-95, так как $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$ больше $I_{\text{макс}} = 266 \text{ А}$, то условие выполняется.

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

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

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{\text{расч}}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (38)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6F_{\text{разр}} = F_{\text{доп}}. \quad (39)$$

Выбор опорных изоляторов 220 кВ:

Выбираем опорные изоляторы ОСК 10-220-А-2 УХЛ1с $F_{\text{разр}} = 10000 \text{ Н}$.

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \text{ Н.} \quad (40)$$

Рассчитаем нагрузку на головку изолятора по формуле (39):

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

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

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

Данные расчетов сведены в таблицу 36.

Таблица 36 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 7 \text{ Н}$	$F_{доп} = 6000 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

В данном разделе было выбрано оборудование ПС Надеждинская-тяга: выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, КРУ, ошиновка и высокочастотные заградители.

5 ЗАЩИТА ПС ОТ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

В процессе эксплуатации электрооборудования, установленного на станциях и подстанциях возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего. Это внутренние и грозовые перенапряжения.

Удары молнии в электроустановку, находящуюся под напряжением, или вблизи нее в землю являются причиной грозовых перенапряжений (индуктированные перенапряжения). Молния в электрическом отношении – источник тока. Грозовые перенапряжения представляют собой статистическую величину, поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются чаще всего несколькими (более двух) стержневыми молниеотводами. Тросовые молниеотводы применяются для защиты шинных мостов и гибких связей, имеющих большую протяженность.

При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку [24].

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

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

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

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

Конструктивно заземление на подстанции представляет собой сетку, состоящую из горизонтальных заземлителей, которая имеет сторону квадрата кратную 6 м. В узлах данной сетки располагаются длинные вертикальные заземлители. Сетка закладывается на глубину 0,5-0,7 м. Сетка не должна проходить под фундаментом электрических установок. Вертикальные заземлители должны иметь диаметр не менее 10 мм [25].

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

Площадь использования под заземлитель, м²:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (41)$$

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

$$S = (60,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (33 + 2 \cdot 1,5) = 2296 \text{ м}^2$$

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

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{m.n} = \pi \cdot R^2, \quad (42)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

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

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (43)$$

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

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

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

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (44)$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (45)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

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

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

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{m.n} \geq F_{\min} \geq F_{\text{кор}} + F_{m.c}; \quad (46)$$

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

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

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

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{\text{п-п}}}; \quad (47)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 2296}{6} = 765 \text{ м}.$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (48)$$

$$m = \frac{765}{2 \cdot \sqrt{2296}} - 1 = 6,98.$$

Принимаем: $m = 7$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6,84 \text{ м}.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1); ; \quad (49)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2296} \cdot (7 + 1) = 766 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (50)$$

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

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{2296}}{15} = 12,77.$$

Принимаем $n_e = 13$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_e \cdot l_e} \right), \quad (51)$$

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

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

$$l_e / \sqrt{S_1} = 5 / \sqrt{2296};$$

$$l_e / \sqrt{S_1} = 0,104.$$

Принимаем $A=0,2$.

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 50 \cdot \left(\frac{0,2}{\sqrt{2296}} + \frac{I}{765 + 30 \cdot 5} \right) = 0,120 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экр}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (52)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2296}}{(50 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 2,344.$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (53)$$

$$R_u = 0,120 \cdot 2,344 = 0,281;$$

$$R_u \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

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

5.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

Защитное действие молниеотвода отстроено от свойства молнии, поражать предметы, находящиеся на возвышенности относительно других предметов. Благодаря этому защищаемый объект, имеющий меньшую высоту по сравнению с молниеотводом, практически не будет поражаться молнией, если будет соблюдаться условие, что его габариты полностью входят в зону защиты молниеотвода. Зоной, которую защищает молниеотвод, считается часть пространства, находящаяся вокруг молниеотвода, которая обеспечивает защиту объектов от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Такая зона имеет конусообразный вид [23].

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

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

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (54)$$

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

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h; \quad (55)$$

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

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

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right), \quad (56)$$

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

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

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

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (57)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

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

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}. \quad (58)$$

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

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

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

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

5.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжения (ОПН) относятся к высоковольтным аппаратам, предназначенным для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбор ОПН производится в два этапа:

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

Также, одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики ОПН, является величина импульсного (разрядного) тока I_p , допустимого через варисторы. При значениях тока больше допустимого I_p для выбранных варисторов может произойти их перекрытие по боковой поверхности, что недопустимо [23].

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

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

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}}, \quad (59)$$

По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_B}, \quad (60)$$

где K_B – коэффициент зависимости от времени τ (ГОСТ Р 53735.5).

2) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_K \leq I_{разр}, \quad (61)$$

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

U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

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

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли.

Определим энергию, поглощаемую ОПН 110 кВ:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{(U_{max} - U_{ост})}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (62)$$

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

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

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом [];

T – время распространения волны, мкс;

n – количество последовательных токовых импульсов.

$$T = \frac{L}{V}, \quad (63)$$

где L – длина линии, км;

V – скорость распространения волны.

$$U_{max} = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (64)$$

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

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

l – длина защищенного подхода питающей линии.

$$U_0 = U_{50\% \text{ разр}}, \quad (65)$$

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

Энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}}, \quad (66)$$

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

Для ОПН 110 кВ:

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

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

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

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

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 3.

Энергия, поглощаемая ОПН-27,5 кВ:

$$W = 0.5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0,82 \cdot U_{н.р})^2 - (1,77 \cdot U_{н.д})^2], \quad (67)$$

где C – емкость кабеля или конденсаторной батареи, Ф;

K_n – кратность ПН, равная 4;

$U_{н.р}$ – наибольшее рабочее напряжение сети или оборудования, кВ;

$U_{н.д}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН, кВ.

Для ОПН 27,5 кВ:

$$W = 0.5 \cdot 0,000253 \cdot [(4 \cdot 0,82 \cdot 38,5)^2 - (1,77 \cdot 40,5)^2] = 1,37 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{1,37}{35} = 0,04 \text{ кДж/кВ}$$

Выбираем ОПН с классом энергоемкости 1.

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

Таблица 37 – Основные характеристики ОПН на стороне 110 кВ.

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

На стороне СН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-РК-35/40,5-10-680 УХЛ 1 с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Основные характеристики ОПН на стороне 27,5 кВ.

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	27,5
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	40,5
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$, кВ	92,5
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	680
Полная энергоемкость W_c , кДж	299,7
Длина пути утечки внешней изоляции, см	125

Произведем проверку выбранных ОПН (предварительный выбор).

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

Для ОПН 110 кВ:

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

Для ОПН 27,5 кВ:

$$U_{н.д.р.} \geq 1,05 \cdot \frac{35}{\sqrt{3}} \rightarrow 40,5 \geq 21,21$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

Для ОПН 110 кВ:

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

Для ОПН 27,5 кВ:

$$40,5 \leq \frac{50}{1,23} \rightarrow 40,5 \leq 40,65 \text{ кВ}$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

Для ОПН 110 кВ:

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

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

$$0,15 \leq 10 \text{ кА}$$

Для ОПН 27,5 кВ:

$$I_K = \frac{130 - 92,5}{510} = 0,07 \text{ кА}$$

$$0,07 \leq 10 \text{ кА}$$

ОПН для 110 и 27,5 кВ проходят предварительную проверку.

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

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

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

Для сетей до 220 кВ наиболее опасными являются грозовые перенапряжения, поэтому проверку характеристик по квазистационарным перенапряжениям проводит не обязательно [23].

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c, \quad (68)$$

Для ОПН 110 кВ с 3 классом энергоемкости:

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

Для ОПН 27,5 кВ с 1 классом энергоемкости:

$$1,1 \cdot 50 \geq 1,37 \text{ кДж} \rightarrow 55 \geq 1,37 \text{ кДж}$$

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

$$A_{ep110} = \frac{U_{исп} - U_{ост.гр}}{U_{исп}} = \frac{308 - 232}{308} = 0,27 \geq 0,25 - \text{ для ОПН 110 кВ}$$

$$A_{ep27,5} = \frac{U_{исп} - U_{ост.гр}}{U_{исп}} = \frac{130 - 92,5}{130} = 0,29 \geq 0,25 - \text{ для ОПН 27,5 кВ}$$

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

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

$$A_{вн27,5} = \frac{U_{доп} - U_{ост.к}}{U_{доп.}} = \frac{120 - 92,5}{120} = 0,23 \geq 0,15 - \text{для ОПН 27,5 кВ}$$

Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН:

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.}, (140)$$

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

$$4,148 \leq 40 \text{ кА} - \text{для 27,5 кВ}$$

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

5.4 Оценка необходимости выполнения защищенного подхода

Отходящие от подстанций линии имеют большую протяженность, часто поражаются молниями и обладают высокой импульсной прочностью изоляции. Поэтому приход волн по проводам линии на подстанцию в ряде случаев может вызвать возникновение опасных перенапряжений и пробой более ответственной, но менее прочной изоляции подстанционного оборудования.

Наибольшую опасность представляет пробой главной изоляции трансформатора при большой амплитуде перенапряжения, а также пробой их продольной изоляции (междувитковой, междукатушечной или межслоевой) при большой крутизне фронта импульса перенапряжения или при его срезе за счет импульсного перекрытия вблизи трансформатора. Основным средством

защиты подстанции от набегающих волн является вентильный разрядник (РВ) или нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН). Трубчатые разрядники или защитные воздушные промежутки на подстанции следует применять только в точках, где срезы импульсов перенапряжений не могут воздействовать на изоляцию трансформаторов (например, для защиты разомкнутого линейного разъединителя со стороны линии) [23].

Вследствие относительно большой протяженности ошиновки подстанции время пробега волны между отдельными узлами подстанции оказывается сравнимым с длительностью фронта грозových импульсов. Это обуславливает различие величин и форм напряжений в разных точках подстанции, особенно заметном при набегании волн с крутыми фронтами. В этом случае амплитуда перенапряжений на оборудовании, удаленном от вентильного разрядника, может существенно превысить напряжение на нем, и защита оборудования не будет обеспечена. Ставить РВ у каждого аппарата экономически нецелесообразно. Поэтому при выборе числа и расположения разрядников стремятся обеспечить достаточно малое расстояние по ошиновке от вентильного разрядника до наиболее удаленного подстанционного оборудования. Кроме того, применяются меры для снижения крутизны фронта набегающих с линии волн.

Характеристики разрядников обеспечивают надежную защиту изоляции подстанционного оборудования лишь от волн перенапряжений, возникающих при удаленных ударах молнии в ЛЭП. В процессе движения таких волн от точки удара молнии к подстанции происходит сглаживание их фронта за счет потерь вследствие импульсной короны, сопротивления земли и других факторов. Кроме того, наиболее высокие по амплитуде волны ограничиваются за счет перекрытия линейных изоляторов и работы трубчатых разрядников, установленных на линии [23].

Величина тока в РВ, а следовательно, и остающегося напряжения при удаленных ударах молнии несколько ниже также и вследствие того, что повторные отражения волн от точки удара молнии приходят с большим

запаздыванием и не оказывают заметного влияния на величину перенапряжений. При близких ударах действие факторов, ограничивающих опасность волны, как правило, недостаточно, и несмотря на срабатывание разрядника подстанционная изоляция может быть повреждена. Поэтому необходимо надежно защитить подход воздушной линии к подстанции от прямых ударов молнии и обратных перекрытий, что снизит опасность прихода на подстанцию волн грозových перенапряжений с наибольшей амплитудой и крутизной фронта.

Волны грозových перенапряжений обычно имеют небольшую длину фронта. За это время они успевают распространиться на несколько сотен м, поэтому становится заметным различие напряжений в точках, отстоящих друг от друга по ходу волны всего на несколько метров. Такая особенность грозových перенапряжений не позволяет представить ошиновку подстанции как один общий узел, куда подключено все оборудование. Необходимо учитывать волновые процессы на отдельных участках, рассматривая эти участки как линии с распределенными параметрами. При этом оборудование, расположенное по ходу волны перед разрядником, может подвергаться перенапряжениям, превышающим напряжение на разряднике, вследствие запаздывания волны, отраженной от сработавшего разрядника, а оборудование, расположенное позади разрядника, - вследствие отражения волн на тупиковых концах участков ошиновки.

При пробегании грозовой волны по ЛЭП под действием короны происходит деформация волны.

Чем большее расстояние пробегает волна, тем сильнее у нее заваливается фронт и уменьшается амплитуда. Длина подхода выбирается так, чтобы волна при ударе молнии за подходом, пробежав подход, стала безопасной для подстанции. Длина подхода зависит от класса напряжения, типа опор и составляет 1 – 4 км. Она указана в ПУЭ. Подход к подстанции длиной 1-4 км (если в данной местности число грозových часов более 20) должен быть обязательно защищен тросом, даже для ЛЭП на деревянных опорах, где трос не нужен. Подход к подстанции должен быть защищен также тщательно, как и

сама подстанция, чтобы исключить на нем прорыв, минуя трос и перекрытие гирлянд.

Это достигается следующими мерами:

- а) уменьшением сопротивления опор подхода $R \leq 10 \text{ Ом}$;
- б) уменьшением защитного угла троса
- в) установкой трубчатых разрядников
 - для ЛЭП на металлических и железобетонных опорах на первой опоре;
 - для ЛЭП на деревянных опорах на первой и последней опорах с тросом.

Обобщая рассмотрение процесса развития перенапряжений в различных схемах подстанций, можно прийти к выводу, что для обеспечения грозозащиты подстанций от приходящих по линиям волн грозовых перенапряжений необходимы следующие мероприятия:

1. установка одного или нескольких трехфазных комплектов вентильных разрядников (или ОПН), у которых пробивное и остающееся напряжение ниже допустимого уровня перенапряжений на определенную величину, называемую интервалом координации ΔU_K ;
2. защита подходов линий от прямых ударов молнии на определенной длине l_p , при которой обеспечивается достаточное сглаживание фронта набегающих волн и снижение тока в разрядниках (ОПН);
3. выбор такого числа и места установки разрядников, при которых расстояние между любым из защищаемых объектов и ближайшим к нему разрядником l_p не превышает безопасной величины, зависящей от схемы подстанции, длины защищенного подхода линии и интервала координации.

Иногда сооружение защищенных подходов линий к подстанции оказывается нецелесообразным или неэффективным. В этих случаях используют упрощенные схемы грозозащиты подстанции, в которых отсутствие защищенных подходов линии частично компенсируется установкой

дополнительных разрядников, вынесенных на линию. Такая защита используется, в частности, в тупиковых схемах подстанций 35 кВ на отпайках от линий электропередачи и во временных схемах. Главным условие обеспечения надежной грозозащиты таких схем является максимальное приближение вентильного разрядника к защищаемому оборудованию, что возможно лишь при небольшом количестве ячеек на подстанции и компактном расположении оборудования. За счет близости разрядника в значительной степени подавляется колебательная составляющая импульса грозовых перенапряжений, и его амплитуда становится близкой к остающемуся напряжению разрядника. Однако, в отличие от нормальных схем, уровень остающегося напряжения здесь может превышать допустимую величину перенапряжений вследствие возможности поражения линии вблизи подстанции. Если молния ударила в провода ЛЭП в непосредственной близости от подстанции, перекрытия линейной изоляции может не произойти вследствие защитного действия разрядника. По волновому сопротивлению проводов ЛЭП при этом ответвляется лишь незначительная часть тока молнии, и практически весь ток молнии протекает через разрядник.

В типовых схемах грозозащиты ток через разрядник редко превышает ток координации, равный 5 кА в сетях 6-35 кВ. В упрощенных схемах ток через разрядник может достигать существенно больших значений. При столь высоких токах остающееся напряжение разрядника оказывается выше допустимого предела, и изоляция подстанции может быть повреждена. Кроме того, такие токи могут повредить и сам вентильный разрядник. Все это обуславливает необходимость ограничить в схемах без защищенного подхода ток в подстанционном разряднике. Это достигается подключением к сети дополнительных разрядников, отводящих часть тока волны в землю помимо подстанционного разрядника [24].

Подключение дополнительных разрядников на подстанции, рядом с основным, было бы малоэффективным, поскольку даже небольшое различие в вольт-амперных характеристиках, как показано на рис. 2.18, приводит к резко

неравномерному распределению токов между разрядниками. Кроме того, при близком расположении разрядников срабатывание одного из них сопровождается снижением напряжения, затрудняющим срабатывание второго разрядника.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ

6.1 Выбор защит линий

В соответствии с ПУЭ, для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с).

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

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

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

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

Для выполнения функций линейных защит принимаем к установке терминалы НПП «ЭКРА» БЭ2704 011 и 021 в составе шкафа ШЭ2607 011021.

Шкаф ШЭ2607 011021 состоит из двух комплектов с возможностью независимого обслуживания.

Первый комплект А1 реализует функции АУВ, УРОВ, АПВ и содержит также трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ), первая ступень может быть использована от всех видов коротких замыканий, шестиступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП), с дополнительными возможностями ускорения действия этих защит от оперативных переключателей и токовую отсечку.

Второй комплект А2 реализует функции ДЗ, ТНЗНП с дополнительными возможностями ускорения действия этих защит от оперативных переключателей и сигналов ВЧТО, передачу сигналов ВЧТО на другой конец линии, а также токовую отсечку, УРОВ и автоматику разгрузки при перегрузке по току (АРПТ).

Аппаратно, указанные выше функции комплекта А1, реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704V011, а комплекта А2 - на базе микропроцессорного терминала БЭ2704V021.

В функции комплекта А1 входит:

- включение трёх фаз выключателя по команде от телемеханики, от ключа дистанционного управления или по сигналу, формируемого устройством АПВ данного комплекта;

- отключение трёх фаз выключателя двух групп электромагнитов по команде от внешних устройств релейной защиты, телемеханики, ключа дистанционного управления, УРОВ комплекта А1 или от защит линии данного комплекта.

АУВ комплекта А1 обеспечивает приём команд «Включить» и «Отключить», контроль положения выключателя «Включено» и «Отключено», блокировку выключателя от многократных включений, фиксацию положения выключателя.

Питание оперативным постоянным током обоих комплектов осуществляется от отдельных автоматических выключателей, причём в комплекте А1 питание терминала, питание электромагнитов включения и первой группы электромагнитов отключения выключателя, а также питание второй группы электромагнитов отключения выполнено отдельно, благодаря чему обеспечивается возможность отключения выключателя даже при неисправном терминале комплекта А1. При этом обеспечивается правильная сигнализация положения выключателя.

6.2 Расчет и выбор уставок ДЗ линии

Расчетная схема для определения параметров настройки защиты изображена на рисунке 9.

При определении уставок будем руководствоваться принципами расчетов устройств РЗА на электромеханической базе, после чего произведем пересчет параметров настройки для микропроцессорных терминалов.

Покажем расчет ДЗ ВЛ 110 кВ Надеждинская-тяга – Западная.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot Z_{л} \quad (69)$$

где $Z_{л}$ – сопротивление защищаемой линии.

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot Z_{л} = 0,85 \cdot 0,88 = 0,75 \text{ Ом}$$

Выдержка времени первой ступени, как правило, принимается равной минимально возможному значению, обеспечивающему быстроедействие. Для быстродействующих микропроцессорных терминалов принимаем значение выдержки времени 1 ступени ДЗ – 0,05 с для отстройки от времени пуска осциллографов (0,04 с).

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум условиям:

1) отстройка от КЗ на шинах НН(СН) предыдущей ПС;

$$Z_{спл} = 0,85 \cdot \left(Z_{л.} + \frac{Z_m}{k_{ток}} \right) \quad (70)$$

где $Z_{л.}$ – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

Z_m – сопротивление трансформатора, на шинах НН(СН) которого рассматривается КЗ, Ом;

$k_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току через трансформатор при рассматриваемом виде КЗ, о.е.

$$Z_{спл} = 0,85 \cdot \left(Z_{л.} + \frac{Z_m}{k_{ток}} \right) = 0,85 \cdot \left(0,88 + \frac{35,5}{1,811} \right) = 17,4 \text{ Ом}$$

2) согласование с 1 ступенью защиты предыдущей ЛЭП;

$$Z_{спл} = 0,85 \cdot Z_{л.} + \frac{0,66}{K_{ток}} \cdot Z_{л.пред} \quad (71)$$

где $Z_{л.}$ – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

$Z_{л.пред}$ – сопротивление предыдущей ЛЭП, Ом;

$K_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току в защите предыдущей ЛЭП при КЗ в конце зоны резервирования защиты ЛЭП, с которой проводится согласование, о.е.

$$Z_{спл} = 0,85 \cdot Z_{л.} + \frac{0,66}{K_{ток}} \cdot Z_{л.пред} = 0,85 \cdot 0,88 + \frac{0,66}{0,5} \cdot 0,9 = 1,94 \text{ Ом}$$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{с.з}^{II} = t_{с.з.см}^I + \Delta t , \quad (72)$$

$$t_{с.з}^{II} = t_{с.з.пред}^I + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}$$

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{\psi}^{II} = \frac{Z_{с.з}^{II}}{Z_{л}} , \quad (73)$$

$$k_{\psi}^{II} = \frac{Z_{с.з}^{II}}{Z_{л}} = \frac{1,94}{0,88} = 2,2 > 1,5$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается по условию отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы [25]:

$$Z_{сз}^{III} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{сз} \cdot I_{раб.макс} \cdot k_n \cdot k_b \cdot \cos(\phi_l - \phi_{раб})} , \quad (74)$$

где $U_{мин}$ – минимальное значение напряжения сети ($0,9U_{ном}$), В;

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток ЛЭП, А;

$k_{сз}$ – коэффициент самозапуска;

k_n – коэффициент надежности;

$k_г$ – коэффициент возврата реле;

ϕ_l – угол линии, °;

$\phi_{раб}$ – угол нагрузки, °.

$$Z_{сз}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 630 \cdot 1,2 \cdot 0,85 \cdot \cos(77 - 30)} = 87,4 \text{ Ом}$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается по условию селективности с согласуемыми защитами, а также отстройки от периода качаний:

$$t_{с.з}^{III} = t_{с.з.пред}^{II} + t_{кач} + \Delta t, \quad (75)$$

где $t_{с.з.см}^{II}$ – выдержка времени ступени ДЗ защиты, с которой производится согласование, с;

$t_{кач}$ – время периода качаний (0,2 с);

Δt – степень селективности (0,5 с).

$$t_{с.з}^{III} = t_{с.з.пред}^{II} + t_{кач} + \Delta t = 2,0 + 0,5 + 0,5 = 3,0 \text{ с}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.з}}^{\text{III}}}{Z_{\text{л}} + Z_{\text{см.л}}} \quad (76)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.з}}^{\text{III}}}{Z_{\text{л}} + Z_{\text{см.л}}} = \frac{87,4}{1,78} = 49,1 > 1,5$$

Ввиду высокой чувствительности 3 степени ДЗ, выбранной по условию отстройки от нагрузочного режима, выберем степень по величине требуемой чувствительности, в целях исключения неселективного срабатывания при дальних КЗ.

$$Z_{\text{сз}}^{\text{III}} = Z_{\text{кз}} \cdot k_{\text{ч.треб}} = 1,78 \cdot 1,5 = 2,7 \text{ Ом}$$

Выполнив расчет уставок и проверку их чувствительности на основании руководящих указаний необходимо выполнить перевод уставок ДЗ круговой характеристики в полигональную для терминалов БЭ2704. Перевод осуществляется с помощью формул:

$$X_{\text{уст}} = \frac{Z_{\text{уст}} \cdot (1 + \sin \varphi_{\text{мч}})}{2} \quad (77)$$

$$R_{\text{уст}} = \frac{Z_{\text{уст}}}{2 \cdot \sin \varphi_{\text{мч}}} \quad (78)$$

где $Z_{\text{уст}}$ – уставка ДЗ, выбранная для круговой характеристики;

$\varphi_{\text{мч}}$ – угол максимальной чувствительности линии.

Для 1 степени ДЗ:

$$X_{уст} = \frac{Z_{уст} \cdot (1 + \sin \phi_{мч})}{2} = \frac{0,75 \cdot (1 + \sin 77)}{2} = 0,74 \text{ Ом}$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \phi_{мч}} = \frac{0,75}{2 \cdot \sin 77} = 0,38 \text{ Ом}$$

Результаты расчетов параметров настройки терминалов защит БЭ2704 сведены в таблицы 39 и 40.

Таблица 39 – Результаты расчета ДЗ со стороны Надеждинская-тяга

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	0,74	0,13
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	0,38	0,07
Наклон характеристики I ступени, °	77	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	1,91	0,35
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	0,99	0,18
Наклон характеристики II ступени, °	77	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	2,64	0,48
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	1,37	0,25
Наклон характеристики III ступени, °	77	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	0,5	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	3,0	

Таблица 40 – Результаты расчета ДЗ со стороны ПС Западная

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	3	4
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	0,74	0,13
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	0,38	0,07
Наклон характеристики I ступени, °	77	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	2,43	0,44
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	1,26	0,23

1	2	3
Наклон характеристики II ступени, °		77
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	3,23	0,59
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	1,68	0,31
Наклон характеристики III ступени, °		77
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с		0,05
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с		0,5
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с		3,0

6.3 Расчет и выбор уставок ТЗНП и МТО линии

В ходе расчета были выбраны уставки срабатывания ТЗНП в первичных величинах. Для выбора уставок были использованы расчетные токи КЗ нулевой последовательности в узлах, в том числе, подтекающие через заземленные нейтрали трансформаторов [26].

Уставки МТО выбраны графически, кривые токов спадаания представлены на рисунке 10.

Покажем расчет ТЗНП ВЛ 110 кВ Надеждинская-тяга – Западная со стороны Надеждинская-тяга.

Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается по условию отстройки от замыкания на землю на шинах предыдущей ПС:

$$I'_{0.сз} = k_{отс} \cdot I_{0.кз.расч} \quad (79)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.кз.расч}$ – ток в рассматриваемой защите при КЗ на землю на шинах предыдущей ПС.

$$I'_{0.сз} = 1,3 \cdot 6000 = 7800 \text{ A}$$

Выдержка времени первой ступени защиты принимается минимально возможной, отстроенной от времени неполнофазного режима при неодновременности включения фаз выключателя:

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} \quad (80)$$

где $t_{НПФ}$ - время неполнофазного включения выключателя (0,3 с).

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с}$$

Ток срабатывания второй ступени защиты выбирается по условию согласования с 1 ступенью защиты на предыдущем участке:

$$I_{0,сз}^{II} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{0,сз.пред}^I \quad (81)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0,сз.пред}^I$ – ток срабатывания ступени защиты, с которой производится согласование, кА;

$k_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока нулевой последовательности в защите к току в защите, с которой производится согласование.

$$I_{0,сз}^{II} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{0,сз.пред}^I = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 7410 = 4816 \text{ А}$$

Проверка чувствительности в максимальном режиме:

$$k_{ч} = \frac{I_{0кз}}{I_{0,сз}} \quad (82)$$

$$k_{ч} = \frac{12000}{4816} = 2,5 > 1,5$$

Выдержка времени 2 ступени принимается равной по условию селективности с согласуемой ступенью, а также со временем УРОВ смежной ПС:

$$t_{сз}^{II} = t_{созл} + t_{УРОВ} + \Delta t \quad (83)$$

где $t_{УРОВ}$ – время работы УРОВ смежной ПС (0,3 с).

$$t_{сз}^{II} = t_{созл} + t_{УРОВ} + \Delta t = 0,0 + 0,3 + 0,5 = 0,8 \text{ с}$$

Ток срабатывания 3 ступени защиты выбирается:

- по условию необходимой чувствительности;
- по условию отстройки от БТН силового трансформатора смежной ПС.

$$I_{сз}^{III} = k_{отс} \cdot I_{БТН} \quad (84)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{БТН}$ – величина броска тока намагничивания силового трансформатора ПС, от которого выполняется отстройка ($2-7I_{НОМ}$), А.

$$I_{сз}^{III} = k_{отс} \cdot I_{БТН} = 1,3 \cdot 7 \cdot 210 = 1617 \text{ А}$$

Время срабатывания 3 ступени выбирается по условию селективности с согласуемыми ступенями защит:

$$t_{сз}^{III} = t_{созл} + \Delta t \quad (85)$$

$$t_{сз}^{III} = t_{созл} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с}$$

Чувствительность 3 ступени защиты оценивается при замыкании на землю в конце зоны резервирования:

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{I_{0\text{кз}}}{I_{0\text{.сз}}^{\text{III}}} = \frac{6000}{1617} = 3,7 > 1,5$$

Ток срабатывания 4 ступени выбирается по условию отстройки от тока небаланса при трёхфазных КЗ за силовым трансформатором предыдущей ПС.

$$I_{\text{сз}}^{\text{IV}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.тп}} \quad (86)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки (0,1);

$I_{\text{кз.тп}}$ – величина тока КЗ в трансформаторе при КЗ на шинах НН.

$$I_{\text{сз}}^{\text{IV}} = 0,1 \cdot 1690 = 169 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{IV}} = \frac{I_{0\text{кз}}}{I_{0\text{.сз}}^{\text{IV}}} = \frac{900}{169} = 5,3 > 1,5$$

Время срабатывания принимается аналогично: по условию селективности с согласуемыми степенями защит.

$$t_{\text{сз}}^{\text{IV}} = t_{\text{согл}} + \Delta t \quad (87)$$

$$t_{\text{сз}}^{\text{IV}} = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с}$$

Далее покажем расчет МТО ВЛ 110 кВ БТЭЦ – Западная на примере БТЭЦ.

Ток срабатывания реле тока отсечки определяется по формуле:

$$I_{срМТО} = k_{отс} \cdot I_{кз} \quad (88)$$

где $I_{кз}$ – ток в защите при междуфазном КЗ в конце линии, А;

$k_{отс}$ – коэффициент отстройки (1,1 – 1,3).

$$I_{срМТО} = k_{отс} \cdot I_{кз} = 1,3 \cdot 6600 = 8580 \text{ А}$$

Результаты расчетов ТЗНП, МТО сведены в таблицы 41 и 42. Расчет чувствительности МТО определяется графически. Расчет эффективности МТО представлен на рисунке 9.

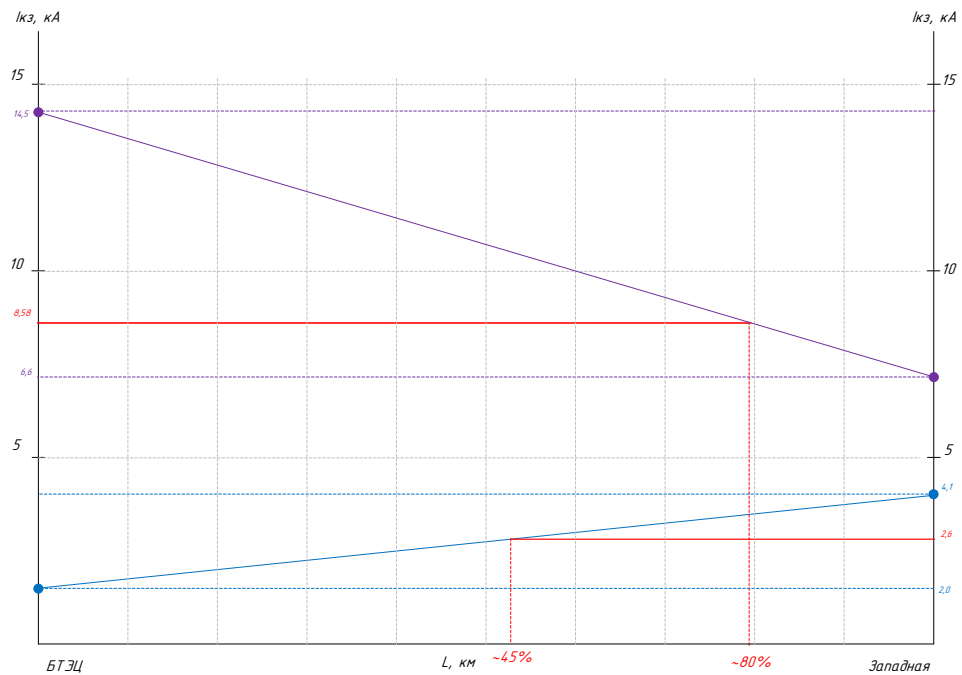


Рисунок 10 – Кривые спада тока для определения уставок МТО

Из рисунка видно, что применение МТО на защищаемой ЛЭП целесообразно с обеих сторон, так как обеспечивается чувствительность выше 20% защищаемой зоны.

Таблица 41 – Результаты расчета ТЗНП и МТО на Надеждинская-тяга

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	7800	39
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	4816	24,1
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	1617	8,1
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	169	0,85
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	0,8	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,3	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	1,8	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	8580	43

Таблица 42 – Результаты расчета ТЗНП и МТО на ПС Западная

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	2000	10,0
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	1100	5,5
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	727	3,6
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	426	2,1
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	0,8	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,3	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	1,8	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	2600	13

6.4 Устройство АПВ

Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных

связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение [26]:

1) воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом отдельном случае обоснован. На кабельных линиях 35 кВ и ниже АПВ рекомендуется применять в случаях, когда оно может быть эффективным в связи со значительной вероятностью повреждений с образованием открытой дуги (например, наличие нескольких промежуточных сборок, питание по одной линии нескольких подстанций), а также с целью исправления неселективного действия защиты. Вопрос о применении АПВ на кабельных линиях 110 кВ и выше должен решаться при проектировании в каждом отдельном случае с учетом конкретных условий;

2) шин электростанций и подстанций;

3) трансформаторов;

4) ответственных электродвигателей, отключаемых для обеспечения самозапуска других электродвигателей.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо. АПВ после действия АЧР (ЧАПВ) должно выполняться в соответствии с п.3.3.81 [26].

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

Устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) должен предусматриваться один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинаций):

- а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ)
- б) несинхронное ТАПВ (НАПВ);
- в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

6.5 УРОВ

Устройство резервирования при отказе выключателя – разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю).

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

1. Срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию.

2. Факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину Δt , таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя)
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону)
- запаса по времени для большей надёжности системы [27].

6.6 АВР

АВР – один из видов автоматики, направленный на повышение надёжности работы сети электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к системе резервных источников питания в случае потери системой электроснабжения.

Общие требования к АВР.

АВР должно срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.

АВР должно срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокировано, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.

АВР должно срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

Функциональная схема АВР, реализованная на базе терминала АУВ БЭ2704 представлена на рисунке 11.

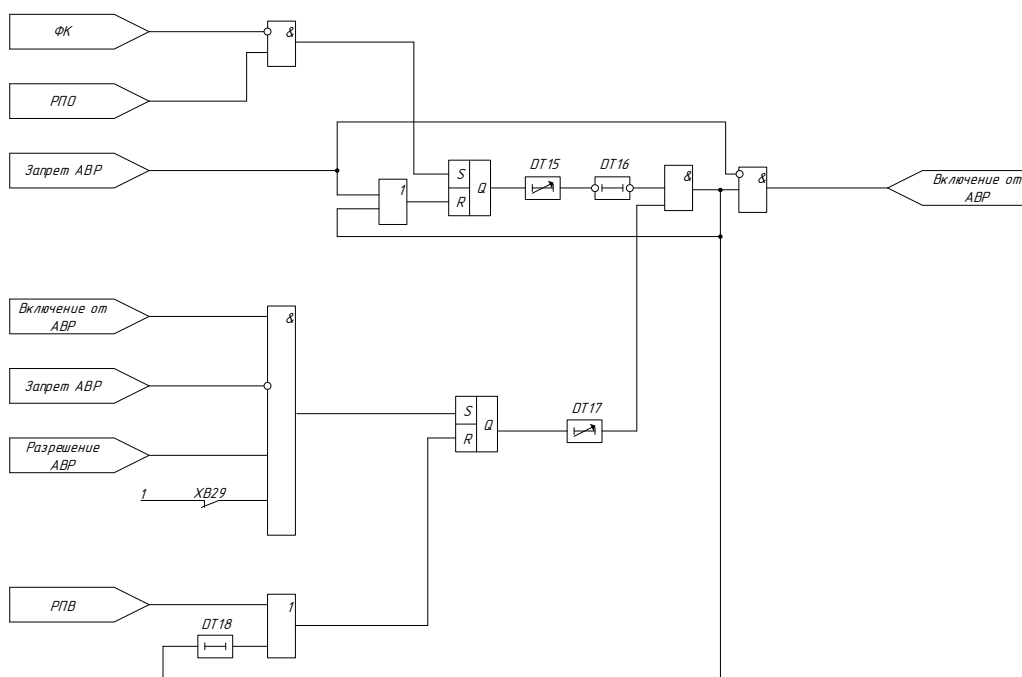


Рисунок 11 – Схема сетевого АВР на базе терминала БЭ2704

6.7 Сигнализация

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

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

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

Лампы сигнализации подключают к шинам сигнализации через ключи управления, контакты реле защиты и автоматики, блок-контакты выключателей и разъединителей. При работе устройств защиты и автоматики световая сигнализация дублируется звуковой, для чего используются электрические сирены, гудки и звонки [28].

Аварийная сигнализация оповещает об аварийном отключении выключателя. Предупредительная сигнализация сообщает о ненормальных режимах работы, которые могут привести к аварии. Поэтому электрические цепи аварийной и предупреждающей сигнализации и их звуковые сигналы различны (сирена и звонок). При срабатывании звукового сигнального устройства дежурный сначала прекращает его работу, квитирует сигнал, а затем по индивидуальным световым сигналам определяет причину срабатывания сигнализации.

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

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

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

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

- безопасность персонала при работе с электрооборудования;
- экологичность, связанная со строительством новой ЛЭП;
- чрезвычайные ситуации в процессе эксплуатации электрооборудования.

7.1 Безопасность

7.1.1 Требования к персоналу, допускаемому к выполнению работ в электроустановках [29]:

1) Работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках.

2) Работники, занятые на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (в том числе на подземных работах), а также на работах, связанных с движением транспорта, должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний.

3) Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе. Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения

пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

4) Работники, относящиеся к электротехническому и электротехнологическому персоналу, а также государственные инспекторы, осуществляющие контроль и надзор за соблюдением требований безопасности при эксплуатации электроустановок, специалисты по охране труда, контролирующие электроустановки, должны пройти проверку знаний требований правил по охране труда при работе в электроустановках и других требований безопасности, предъявляемых к организации и выполнению работ в электроустановках в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

5) Работник обязан соблюдать требования, инструкций по охране труда, указания, полученные при целевом инструктаже.

7.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

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

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

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

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

4) работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником [29].

7.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [12]:

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

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

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

4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор [12].

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

Для обеспечения безопасности работающих на опорах, гирляндах, проводах и грозозащитных тросах необходимо строго выполнять правила техники безопасности, так как все работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным [12].

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

7.2 Экологичность

В данной работе рассматривается реконструкция ВЛ Западная – Надеждинская-тяга. Рассмотрим экологический аспект проектирования, а именно отвод земель под электрические сети в постоянное и временное пользование.

В соответствии с условиями проектирования в постоянное и временное пользование земля будет отводиться только под промежуточные опоры (реконструкция ПС не требуется). Длина воздушной линии 17 км. Длина габаритного пролета выбранного типа опор ПК-110-1 (композитная опора [31]) – 258 м, соответственно, количество опор – 66.

Под «землей, отводимой в постоянное пользование», понимается земля, отводимая под опоры воздушных линий электропередач и под трансформаторные подстанции.

В постоянное пользование будет отводиться земля под промежуточные опоры:

$$F_{III} = F_{ПОП}, \quad (89)$$

где $F_{ПОП}$ – площадь земельных участков, отводимых в постоянное пользование под промежуточные опоры, м².

Площадь земельных участков F (промежуточных или анкерных) в общем виде, предоставляемых под композитные опоры воздушных линий электропередачи в постоянное (бессрочное) пользование определяется по формуле:

$$F_{ПОП} = n\pi R^2, \quad (90)$$

где R – радиус композитной опоры, равный 37,5 см (рисунок 12), м;
 n – количество опор.

На рисунке 12 приведен эскиз опоры ПК-110-1 (промежуточная).

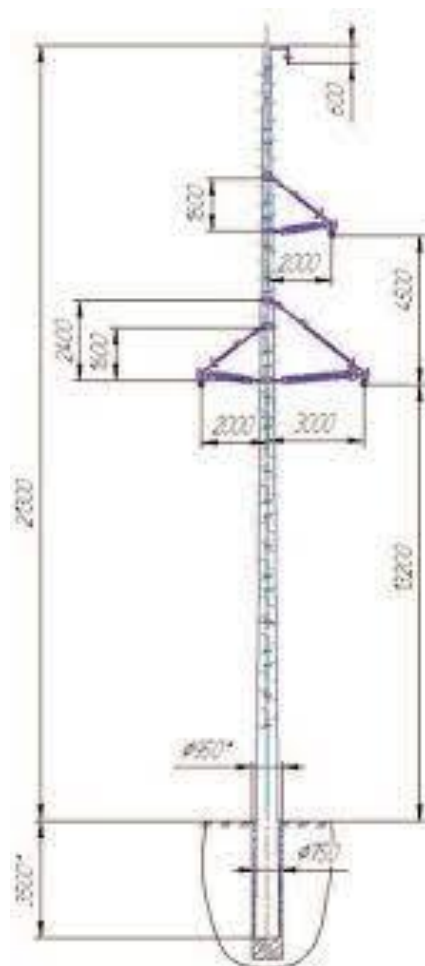


Рисунок 12 – Опора ПК-110-1

Площадь земли, отводимая под постоянное пользование (промежуточные опоры):

$$F_{\text{ПОП}} = 66 \cdot \pi \cdot 37,5^2 = 29,157 \text{ м}^2.$$

Земельные участки (части земельных участков), используемые хозяйствующими субъектами в период строительства, реконструкции, технического перевооружения и ремонта воздушных линий электропередачи, представляют собой полосу земли по всей длине воздушной линии электропередачи, ширина которой превышает расстояние между осями крайних фаз на 2 метра с каждой стороны. Таким образом, ширина полосы земли, предоставляемой на период строительства, реконструкции, технического

переворужения и ремонта воздушных линий электропередачи, сооружаемых на унифицированных типовых опорах, определяется по формуле:

$$F_{ВЛ} = L_{ВЛЭП} (L_{\Phi-\Phi} + 4), \quad (91)$$

где $L_{ВЛЭП}$ – длина трассы ВЛЭП, м;

$L_{\Phi-\Phi}$ – расстояние между крайними фазами на опоре, равное 5 м (рисунок 12).

$$F_{ВЛ} = 17 \cdot (0,05 + 0,04) = 153 \text{ км}^2.$$

Вывод: предложенные к применению на данном участке ВЛ Западная – Надеждинская-тяга композитные опоры ПК-110-1 обладают уменьшенными размерами, соответственно, для их установки требуется меньшая площадь земельных участков, отводимая в постоянное пользование для строительства ЛЭП. Площадь земельных участков, отводимых под постоянное пользование составляет 29,157 м²; отводимых под временное пользование составляет 153 км².

7.3 Чрезвычайные ситуации

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

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

Противопожарная защита обеспечивается [31]:

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

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

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [31]:

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

Рассчитаны нормальные и послеаварийные режимы участка сети до и после реконструкции (замена провода и опор ВЛЭП Надеждинская-тяга – Западная).

Произведён расчёт рабочих токов для выбора сечения проводника и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения.

Осуществлен выбор параметров устройств релейной защиты и автоматики воздушной линии на базе нового автоматизированного оборудования.

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

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2022-2026 годы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/561697846>. Дата обращения: 10.03.2023.
- 2 Приморский край. [Электронный ресурс]. – https://ru.wikipedia.org/wiki/Приморский_край. Дата обращения: 09.04.2023.
- 3 Владивосток – город в России. [Электронный ресурс]. – <https://ru.wikipedia.org/wiki/Владивосток>. Дата обращения: 10.03.2023.
- 4 Артемовская ТЭЦ (Приморский край). [Электронный ресурс]. – https://ru.wikipedia.org/wiki/Артемовская_ТЭЦ. Дата обращения: 10.03.2023.
- 5 Артем (город). [Электронный ресурс]. – <https://ru.wikipedia.org/wiki/Артем>. Дата обращения: 09.05.2023.
- 6 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, С.Н. Шелюг. Екатеринбург: УрФУ, 2012. — 86 с.
- 7 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.
- 8 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35 – 1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 9 Таблицы инфляции. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://bankirsha.com/uroven-inflyacii-v-rossiyskoy-federacii-po-godam.html>. Дата обращения: 09.05.2023.
- 10 Тарифы на компенсацию потерь. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: Дата обращения: 10.04.2021.
- 11 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.
- 12 Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2013. – 280с.

13 Попов, Е.Н. Механическая часть линий электропередачи Учебно-методическое пособие / Е.Н. Попов– Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 1999.- 28 с.

14 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов - 2-е изд.- М.: Энергоатомиздат, 2013. - 608 с.

15 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

16 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

17 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 964 с.

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

19 Казакул, А.А. Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике. Методические указания для самостоятельной работы студентов / А.А. Казакул – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2013.-49 с.

20 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

21 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.

22 Козлов А.Н. Графическая часть курсовых и дипломных проектов. Учебно-методическое пособие/ А.Н. Козлов– Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2007.–119 с.

23 Савина, Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них. Учебное пособие/ Н.В. Савина – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2015.–191 с.

24 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.

25 СТО 56947007-29.120.40.093-2011 ОАО «ФСК ЕЭС» Руководство по проектированию систем оперативного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения, 2011. – 54 с.

26 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.

27 Ершов А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4 : Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6-10-110-220 кВ : учеб.пособие / А.М. Ершов. – Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 152 с.

28 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с.

29 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 12.12.2013 N 30593)

30 Типовой проект «Одноцепные и двухцепные опоры из композитных материалов для воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ» ЗАО «Феникс-88», 2017. – 72с.

31 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.2002.