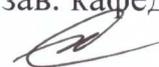


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 06 » 07 _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей Надеждинского района
Приморского края в связи с увеличением нагрузки

Исполнитель
студент группы 642-об2


_____ 25.06.2020
(подпись, дата)

Д.В. Мищенко

Руководитель
докт.техн.наук, профессор


_____ 25.06.2020
(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


_____ 22.06.2020
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 06.07.2020
(подпись, дата)

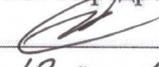
Н.С. Бодруг

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

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 13 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Мищенко Данила Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Ремонтно-техническая электрическая сеть Кадейского района Приморского края в связи с увеличением нагрузки
(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 19.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС Давыдовка; данные об оборудовании на территории; нагрузки и коэффициенты по подстанциям в соответствии с данными замеров

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

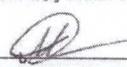
Анализ существующей электрической сети Кадейского района Приморского края. Разработка вариантов ремонтно-технической ПС "Давыдовка"

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Расчеты ТКЗ, энерго-мощностной расчет, карно-схема рп-станции, балансовый ремонтно-технический, однолинейная схема сети ПС "Давыдовка", План и разрез ПС "Давыдовка"

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Бурлаков А.Б. - инженер по части безопасности и экологичности

7. Дата выдачи задания 13.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Н.В. Савина, д.т.н., профессор
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 13.03.2020

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 150 с., 11 рисунков, 51 таблиц, 26 источника, 3 приложение

РЕКОНСТРУКЦИЯ, СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ, ТРАНСФОРМАТОРЫ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ТКЗ

В работе произведен анализ сетей Надеждинского района Приморского края, а так же прогнозирование нагрузок в ближайшие 5 лет.

Цель работы – реконструкция сетей Надеждинского района Приморского края в связи с увеличением нагрузки быстроразвивающегося района.

Для решения поставленной задачи рассмотрено несколько вариантов конфигурации сети, выбран наиболее подходящий. Произведена реконструкция ЛЭП «Давыдовка – Западная» и реконструкция ПС Давыдовка. Выполнен расчет электрических режимов, выбор оборудования на ПС, расчет ТКЗ, расчет заземления и молниезащиты.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы программно-вычислительные комплексы RastrWin3 и Mathcad15.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Характеристика Надеждинского района приморского края	8
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Надеждинского района	8
1.2 Характеристика электрических сетей Надеждинского района	10
1.3 Анализ существующих режимов рассматриваемых электрических сетей	19
2 Расчёт и анализ электрических нагрузок	27
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети	32
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции	32
3.2 Компенсация реактивной мощности	38
3.3 Выбор новых линий электропередачи и проверка существующих	39
4 Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети	41
5 Расчет токов короткого замыкания	44
6 Реконструкция подстанций электрических сетей Надеждинского района	48
6.1 Обоснование целесообразности реконструкции ПС электрической сети Надеждинского района	48
6.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального	48
6.3 Выбор выключателей	50
6.4 Выбор разъединителей	51
6.5 Выбор ошиновки РУ ВН	52
6.6 Выбор изоляторов	55
6.7 Выбор и проверка трансформаторов тока	56
6.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	58
6.9. Выбор и проверка устройств ВЧ обработки	59
7 Разработка молниезащиты и заземления ПС Давыдовка	61

7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет	61
7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	65
7.3 Выбор ограничителя перенапряжения	66
8 Конструктивное исполнение лэп при реконструкции электрической сети	69
8.1 Конструкция проводов	69
8.2 Выбор опор	70
8.3 Выбор и проверка изоляции ВЛ	70
8.4 Выбор линейной арматуры	71
8.5 Заземление ВЛ	72
9 Релейная защита и автоматика	73
9.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики	73
9.2 Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов на реконструируемой ПС	74
9.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора	76
9.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты	81
9.5 Релейная защита воздушной линии напряжением 110 кВ	87
10 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов после реконструкции электрической сети	89
10.1 Расчет максимального режима и его анализ	90
10.2 Расчет минимального режима и его анализ	104
10.3 Расчет послеаварийного режима и его анализ	118
11 Оценка экономической целесообразности реконструкции электрической сети Надеждинского района	133
12 Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети	136
Заключение	147
Библиографический список	148
Приложение А	151
Приложение Б	153
Приложение В	165

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ВПТ – вставка постоянного тока;

КВЛ – кабельно-воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – Объединенная энергетическая система;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

СТАТКОМ – Статический компенсатор реактивной мощности;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ШР – шунтирующий реактор;

ВВЕДЕНИЕ

Надеждинский район является быстроразвивающимся районом Приморского края. Текущие сети 35 кВ уже начинают не справляться с качественной передачей энергии. Поэтому принято решение о комплексной реконструкции данного района. В связи с этим, для написания выпускной квалификационной работы принята тема «Реконструкция электрических сетей Надеждинского района Приморского края в связи с увеличением нагрузки».

С целью надежного и гарантируемого питания потребителей предусматривают повышение уровня и качества проектно-конструкторских работ, использование и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования.

При этом необходимо снижение себестоимости электроэнергии до минимальной при соблюдении всех правил и норм проектирования, монтажа, эксплуатации и, прежде всего, требований к качеству электрической энергии, т.е. к постоянству (допустимым отклонениям и колебаниям) частоты и напряжения, симметричности и синусоидальности токов и напряжений, так как всякое отклонение от норм ГОСТ 32144-2013 ведет к ухудшению работы электроприемников, уменьшению срока их службы, выходу их из работы, к ложной работе или отказам устройств релейной защиты, автоматики. Все это снижает надежность электроснабжения потребителей, являющуюся одним из важнейших показателей электроэнергетических систем (сетей, подстанций), так как любое отключение электроэнергии – плановое (для ревизии и ремонта) и, особенно неприятное, аварийное приносит огромный ущерб потребителям и самой энергоснабжающей организации. Поэтому необходимо применять эффективные и экономически целесообразные меры как по обеспечению требуемого качества электроэнергии, так и по обеспечению надежности.

Кроме этого, энергетические объекты должны удовлетворять требованиям техники безопасности и охраны окружающей среды (экологичности), а также

обладать средствами для обнаружения, локализации и ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций (взрывов, пожаров и т.п.).

По представленным исходным данным, полученным во время прохождения преддипломной практики, была очевидна необходимость реконструкции практически всего Надеждинского района. Но ввиду невозможности проводить реконструкцию одновременно, было решено разделить ее на части.

Начать реконструкцию сетей с замены распределительного устройства высшего напряжения на ПС Давыдовка, так как существует необходимость новых присоединений линий 110 кВ к данной подстанции, чему мешает нерасширяемая схема открытого распределительного устройства.

Второй задачей данной работы является уменьшение экономической плотности тока между подстанциями Давыдовка и Западная, что приведет к уменьшениям потерь на передачу энергии.

На текущий момент, согласно полученным данным, повсеместно происходит превышение экономической плотности тока в 2-3 раза. Для сетей 35 кВ было решено провести переход на напряжение 110 кВ, что значительно снизит загрузку линий электропередач. Но так как указанная выше линия уже имеет номинал 110 кВ, самым выгодным вариантом является работа непосредственно с ЛЭП, а именно добавление еще одной линии или увеличение сечения существующей.

Для решения поставленной задачи были предприняты следующие меры: Расчет режимов, расчет токов КЗ рассматриваемого участка электрической сети, выбор оборудования для ОРУ 110 кВ, расчет уставок релейной защиты и автоматики силового трансформатора. Были рассмотрены вопросы надежности и безопасности труда. Так же был проведен экономический расчет принятого варианта реконструкции с приведением сроков реализации и окупаемости.

При реализации реконструкции были использованы: Microsoft Word 2013, Microsoft Excel 2013, Microsoft Visio 2013, RastrWin 3, Mathcad15, схемы Приморской электрической сети и ПС Давыдовка на 2020-2025 гг.,

электрические нагрузки и уровни токов короткого замыкания на шинах подстанции к 2020 году, а также проект развития Приморских энергосистем с учетом перспективы до 2025 года.

Ожидаемая экономическая эффективность проекта: инженерно-грамотная реконструкция ПС Давыдовка, позволяющая подключить большее количество ЛЭП 110 кВ, повышение качества электроснабжения потребителей и надежности.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА НАДЕЖДИНСКОГО РАЙОНА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Надеждинского района

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 с странами Северо-Восточной Азии.

Температура воздуха в январе от -44°C до $+2^{\circ}\text{C}$, в июле – от $+4^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$.
[5]

Административным центром Надеждинского района является село Вольно-Надеждинское.

При выборе оборудования необходимо учитывать географическое расположение района, т.к. в зависимости от расположения меняется климат и, следовательно, это влияет на выбор и установку электрооборудования.

При выборе проводников обращается внимание на температуру, так как может происходить перегрузка или недогрузка проводов. Так же температура влияет на выбор изоляции и оборудование подстанции в целом. Скоростной напор ветра учитывается при прокладке ЛЭП, т.к. если не учитывать эту характеристику, это может привести к вибрации конструкций, а также вырыванию опор (особенно, если не был учтен тип грунта, при установке). Степень загрязнения влияет на характеристики изоляции и так же учитывается при проектировании. Район находится в 0-200 м над уровнем моря.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия района

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	IV

Продолжение таблицы 1

Район по ветру	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Нормативный скоростной напор ветра, Па	800
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	256
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 10 до 20
Удельная плотность ударов молнии в землю $n, 1/(км^2*год)$	1
Степень загрязнения атмосферы	II
Относительная влажность воздуха, %	70-80
Преобладающий тип грунта	Торф
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	4,3
Минимальная, °С	минус 44
Максимальная, °С	плюс 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	минус 26
При гололедно-изморезевых отложениях, °С	минус 10
При ветре	минус 10

1.2 Характеристика электрических сетей Надеждинского района

Модернизация сети позволит повысить надежность электроснабжения и создаст условия для подключения новых потребителей в Надеждинском районе.

Надеждинский район входит в число территорий с динамично растущей электрической нагрузкой. Здесь идет многоквартирное и индивидуальное жилищное строительство, развиваются предприятия малого и среднего бизнеса.

После модернизации сети у энергетиков появилась дополнительная возможность резервирования в случае аварийных отключений. Выполненные технические мероприятия позволят оптимально использовать имеющиеся мощности и обеспечить более высокий уровень надёжности электроснабжения потребителей.

Для данной работы источником питания мною была выбрана Артёмовская ТЭЦ, т.к. большинство подстанций района питаются от нее и не могут быть самостоятельным источником питания. По информации на 2019 год потребление энергии в районе данной ТЭЦ находится в районе 370 МВт, так что вырабатываемые 400 МВт станции считаю достаточным для проведения реконструкции ПС района.

Артёмовская ТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 400 МВт, тепловая мощность — 297 Гкал/час. Станция работает по тепловому графику с конденсационной догрузкой в летний период. Годовое число часов использования установленной электрической мощности составляет 5500-6000 ч. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. В качестве топлива используются каменные и бурые угли месторождений Приморского края и угли других регионов: ургальского, черемховского, нерюнгринского, хакасского, кузнецкого, уртуйского. Основное оборудование станции включает 4 турбоагрегата мощностью по 100 МВт:

- турбоагрегат № 5 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100;

- турбоагрегат № 6 в составе турбины КТ-115-8,8-2 с генератором ТВФ-100;

- турбоагрегат № 7 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100;

- турбоагрегат № 8 в составе турбины К-100-90-6 с генератором ТВФ-100.

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 Артёмовке. Выдача электроэнергии и мощности станции в энергосистему производится через открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 220, 110 и 35 кВ по следующим линиям электропередачи:

- КВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Аэропорт;

- ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ — Владивостокская ТЭЦ-2;

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

- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Уссурийск-1;

- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Смоляниново-тяговая;

- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Муравейка;

- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахта-7;

- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Промузел;

- ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Западная — ПС Кролевцы — ПС

Штыково (2 цепи);

- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шахтовая;

- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Птицефабрика;

- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Мебельная фабрика;

- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Шкотово;

- ВЛ 35 кВ Артёмовская ТЭЦ — ПС Суражевка.

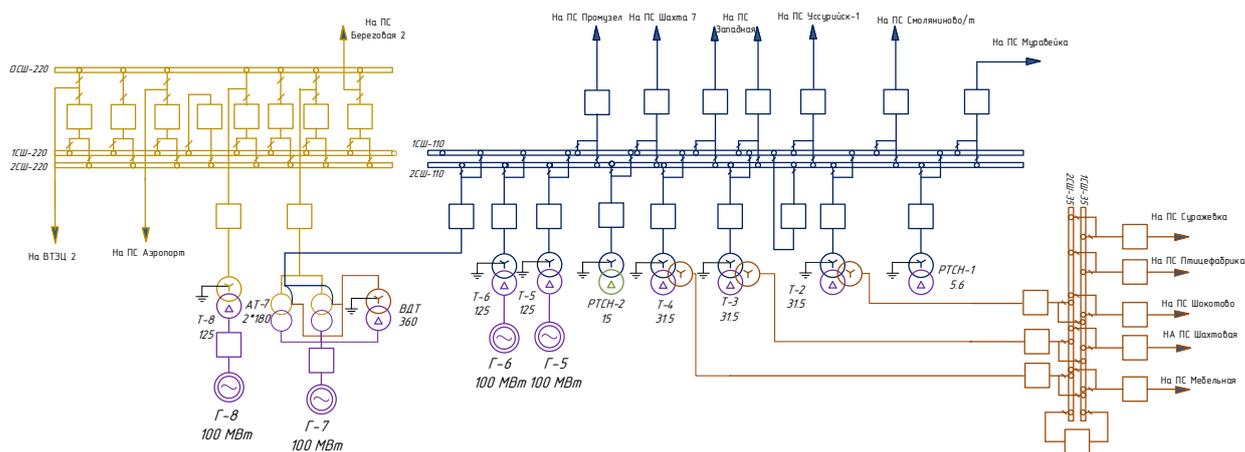


Рисунок 1 – Электрическая схема Артемовской ТЭЦ

Для корректного расчета режима была выбрана ПС Уссурийская-2 как второй источник питания севернее района. Схема подстанции представлена на рисунке 2.

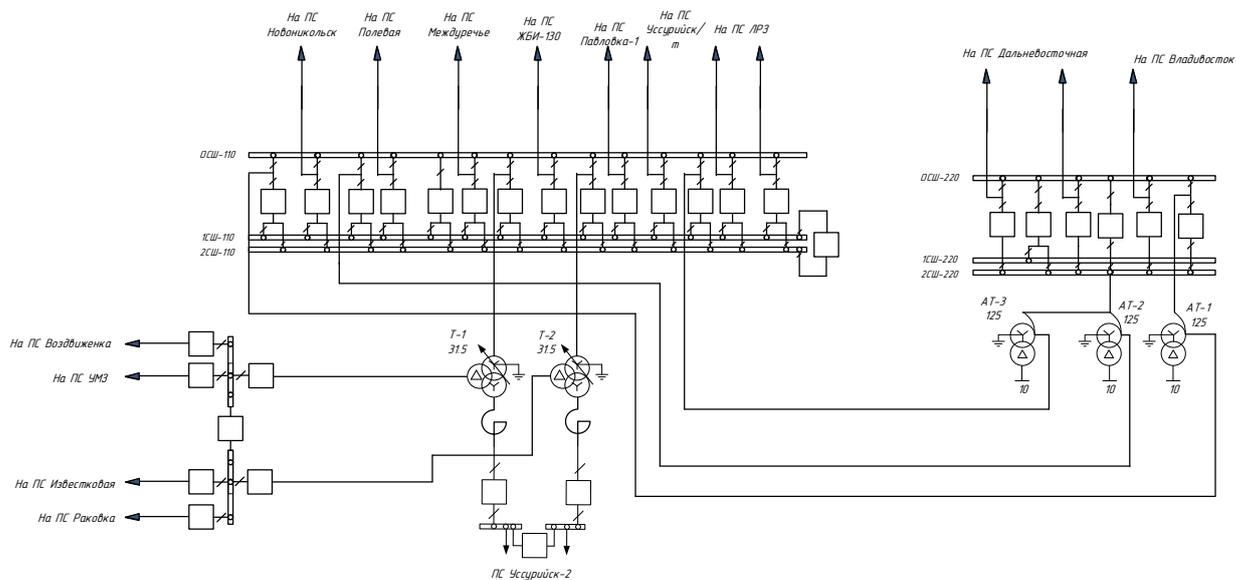


Рисунок 2 – Электрическая схема ПС Уссурийск-2

Ячейки линейного типа связывают секции шин с отходящими линиями. Наличие двух шинных разъединителей позволяет запитывать потребителя от разных секций шин, при ремонтной схеме.

Измерительный трансформатор тока, это трансформатор, предназначенный для преобразования тока до значения, удобного для измерения.

Силовые трансформаторы предназначены для изменения и регулировки напряжения от одного участка сети к другой.

Так же на подстанциях устанавливается Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН), который представляет из себя электрический аппарат, предназначенный для защиты оборудования систем электроснабжения от коммутационных и грозовых перенапряжений.

По материалам преддипломной практики стало известно, что на ТЭЦ установлена одинаковый тип изоляции, что удовлетворяет требованиям надежности.

Надеждинский района представляет из себя сложнозамкнутую сеть, включающие в себя кольцевые и магистральные конфигурации.

Далее рассмотрим ЛЭП данной сети. Для удобства данные будут внесены в таблицу, где будут указаны: марка проводов, их сечение, допустимый ток, нагрузку и плотность тока (для 19 часов).

Таблица 2 – Характеристики ЛЭП

Наименование линии	U, кв	Марка	Сечение	Допустимый ток, А (+25/-5°C)	
АТЭЦ - Шахтовая	35	АС -185	185	510	658
Артемовская - Шахтовая	35	АС – 70, М -70	70	265	342
Артемовская - Западная	35	АС – 70, М -70	70	265	342
АТЭЦ – Шахта – 7	110	АССС-150, АСКП-240	240	600	600

Продолжение таблицы 2

АТЭС – Западная (1,2)	110	АС-150	150	450	581
Западная - Давыдовка	110	АС-120, М-70	70	337	435
Западная – Шахта 7	110	АС-120, М-70	70	337	435
Западная - Казармы с отпайкой на ПС Де-Фриз I цепь	110	АСКП -120, ПВП2Г 3*185	120	375	484
Западная - Казармы с отпайкой на ПС Де-Фриз II цепь	110	АСКП -120	120	375	484
Западная - Надеждинская	35	АС-150, М-50	50	275	355
Надеждинская - Шмидтовка	35	АС-70	70	265	342
Шмидтовка - Давыдовка	35	АС-70, АС-95, АС-120	70	265	342
Давыдовка - Тавричанка№1	35	М-70, АС-120	70	337	435
Давыдовка - Тавричанка№2	35	АС-95, АС-120	95	330	426

Продолжение таблицы 2

Западная - Кипарисово - Раздольное 1	110	АС-120	120	375	484
Раздольное 1 - Силикатная	35	АС-95	95	330	426
Пушкинская - Раздольное 1	110	АС-150	150	422	544
Раздольное 1 - Раздольное 2	110	АС-120	120	375	484
Раздольное 2 - Тереховка	110	АС-120	120	300	300
Силикатная - Оленевод	35	АС-95	95	330	426
Пушкинская - Оленевод	35	АС-95	95	330	426
Пушкинская - Давыдовка	110	АС-150	150	375	484
Надеждинская/ т - Западная	110	АС-150	150	422	544
Надеждинская/ т - Уссурийск/т	110	АС-150, АС-95	95	330	426
Уссурийск 1 - Тереховка	110	АС-120	120	375	484
Артемовская ТЭЦ - Уссурийск 1	110	М-95, АС-185, АС-240	95	422	544

УКФ- Уссурийск-1	110	АС-240	240	600	600
Междуречье - УКФ	110	АС-240	240	600	600
Уссурийск-2 - Междуречье	110	АС-240	240	600	600
Уссурийск-2 – Уссурийск/г	110	АС-95	95	442	544

Следом рассмотрим подстанции района. Преобладающий тип присоединения – проходной. В них не входят ПС Тавричанка и Казармы (тупиковые), а также ПС Кипарисово и Де-Фриз (отпаечное присоединение).

Ниже приведена таблица, в которой будет расписаны подстанции более подробно.

Таблица 3 – Характеристики ПС

Наименование ПС	№ тр- ра	Мощность, МВА	Загруженность	Тип распределительного устройства
Давыдовка	Т-1	25.0	0,77	Одна секционированная система шин (9)
Давыдовка	Т-2	25.0	0,18	
Де-Фриз	Т-1	10.0	0,29	Одна секционированная система шин (9)
Де-Фриз	Т-2	10.0	0,18	
Западная	Т-1	40.0	0,85	Две рабочие и обходная система шин (13Н)
Западная	Т-2	40.0	0,51	

Продолжение таблицы 3

Казармы	T-1	10.0	0,17	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)
Казармы	T-2	10.0	0,22	
Кипарисово	T-1	6.3	0,35	Блок с разъединителем (1)
Надеждинская	T-1	16.0	0,53	Одна секционированная система шин (9)
Надеждинская	T-2	16.0	0,61	
Оленевод	T-1	2.5	0	Одна секционированная система шин (9)
Оленевод	T-2	1.6	0,36	
Раздольное-1	T-1	16.0	0,38	Блок с выключателем (3Н)
Раздольное-2	T-1	16.0	0,71	
Силикатная	T-1	6.3	0	Одна секционированная система шин (9)
Силикатная	T-2	6.3	0,36	
Тавричанка	T-1	5.6	0,43	Одна секционированная система шин (9)
Тавричанка	T-2	5.6	0,8	
Тереховка	T-1	6.3	0	Одна секционированная система шин (9)
Тереховка	T-2	6.3	0,22	
Шахтовая	T-1	10.0	0,6	Одна секционированная система шин (9)
Шахтовая	T-2	10.0	0,64	
Шахта-7	T-1	16.0	0,69	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (4Н)
Шахта-7	T-2	16.0	0,61	

Продолжение таблицы 3

Шмидтовка	T-1	2.5	0,94	Одна секционированная система шин (9)
Шмидтовка	T-2	2.5	0,5	
Пушкинская	T-1	16.0	0.091	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии (5Н)
Пушкинская	T-2	16.0	0	
Артемовская	T-1	16.0	0,65	Одна секционированная система шин (9)
Артемовская	T-2	16.0	0,63	
Уссурийск-1	T-1	31.5	0,41	Две рабочие системы шин (13)
Уссурийск-1	T-2	40.0	0,71	
Междуречье	T-1	6.3	0,51	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора (5АН)
Междуречье	T-2	10.0	0,62	
УКФ	T-1	25.0	0,51	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора (5АН)
УКФ	T-2	25.0	0,38	

После анализа загруженности трансформаторов была выявлена подстанция с необходимостью реконструкции. Ей является ПС Шмидтовка, т.к. коэффициент загруженности превышает 0.7, а повышение нагрузки в перспективе может вывести их из строя. Остальные трансформаторы с превышением коэффициента могут быть разгружены переводом нагрузки на второй трансформатор.

1.3 Анализ существующих режимов рассматриваемых электрических сетей

Таблица 4 – Результат контрольных замеров на ПС за осенне-зимний и весенне-летний периоды

Наименование ПС	Осень-зима			Весна-лето		
	Время замера	P, МВт	Q, МВар	Время замера	P, МВт	Q, МВар
Давыдовка	01:00	1.96	0.78	04:00	0.71	0.28
	04:00	1.88	0.75	11:00	0.95	0.38
	11:00	1.99	0.79	17:00	0.89	0.35
	19:00	2.22	0.89	22:00	1.14	0.45
ДЕ-ФРИЗ	01:00	2.29	0.92	04:00	0.58	0.23
	04:00	2.31	0.92	11:00	0.63	0.25
	11:00	2.17	0.87	17:00	0.63	0.25
	19:00	2.22	0.89	22:00	0.71	0.28
Западная	01:00	9.73	3.89	04:00	3.36	1.34
	04:00	9.32	3.73	11:00	5.26	2.10
	11:00	11.02	4.41	17:00	4.96	1.98
	19:00	11.3	4.52	22:00	5.22	2.08
Казармы	01:00	0.73	0.29	04:00	1.27	0.50
	04:00	1.1	0.44	11:00	1.36	0.54
	11:00	0.92	0.37	17:00	1.36	0.54
	19:00	0.86	0.34	22:00	1.45	0.58
Кипарисово	01:00	1.03	0.41	04:00	0.49	0.19
	04:00	1.03	0.41	11:00	0.54	0.21
	11:00	1.03	0.41	17:00	0.54	0.21

Продолжение таблицы 4

	19:00	1.03	0.41	22:00	0.49	0.19
Надеждинская	01:00	8.43	3.37	04:00	2.37	0.94
	04:00	8.2	3.28	11:00	3.43	1.37
	11:00	9.2	3.68	17:00	3.13	1.25
	19:00	9.2	3.68	22:00	3.93	1.57
Оленевод	01:00	0.27	0.11	04:00	0.087	0.03
	04:00	0.27	0.11	11:00	0.087	0.03
	11:00	0.27	0.11	17:00	0.087	0.03
	19:00	0.27	0.11	22:00	0.087	0.03
Раздольное-1	01:00	2.54	1.02	04:00	1.72	0.68
	04:00	2.54	1.02	11:00	1.72	0.68
	11:00	2.58	1.03	17:00	1.7	0.68
	19:00	2.8	1.12	22:00	1.93	0.77
Раздольное-2	01:00	0.51	0.20	04:00	0.22	0.08
	04:00	0.51	0.20	11:00	0.22	0.08
	11:00	0.51	0.20	17:00	0.22	0.08
	19:00	0.51	0.20	22:00	0.19	0.07
Силикатная	01:00	0.98	0.39	04:00	0.73	0.29
	04:00	0.78	0.31	11:00	0.77	0.30
	11:00	1.03	0.41	17:00	1.03	0.41
	19:00	0.99	0.39	22:00	1.28	0.51
Тавричанка	01:00	3.07	1.23	04:00	1.14	0.45
	04:00	2.97	1.19	11:00	1.52	0.60
	11:00	3.21	1.28	17:00	1.36	0.54
	19:00	3.37	1.35	22:00	1.85	0.74
Тереховка	01:00	0.64	0.26	04:00	0.62	0.24
	04:00	0.59	0.24	11:00	0.66	0.26

Продолжение таблицы 4

	11:00	0.64	0.26	17:00	0.66	0.26
	19:00	0.61	0.24	22:00	0.62	0.24
Шахтовая	01:00	5.3	2.12	04:00	1.63	0.65
	04:00	4.83	1.93	11:00	2.56	1.02
	11:00	5.28	2.11	17:00	2.5	1
	19:00	6.2	2.48	22:00	3.18	1.27
Шахта-7	01:00	7.38	2.95	04:00	2.66	1.06
	04:00	6.61	2.64	11:00	4.91	1.96
	11:00	8.84	3.54	17:00	4.33	1.73
	19:00	9.85	3.94	22:00	5.58	2.23
Шмидтовка	01:00	1.82	0.73	04:00	0.589	0.23
	04:00	1.77	0.71	11:00	0.5	0.2
	11:00	1.63	0.65	17:00	0.47	0.18
	19:00	1.77	0.71	22:00	0.63	0.25
Пушкинская	01:00	0.059	0.024	04:00	0.026	0.01
	04:00	0.067	0.027	11:00	0.025	0.01
	11:00	0.059	0.024	17:00	0.026	0.01
	19:00	0.067	0.027	22:00	0.026	0.01
Артемовская	01:00	8.14	3.26	04:00	3.16	1.26
	04:00	7.97	3.19	11:00	5.58	2.23
	11:00	9.85	3.94	17:00	5.33	2.13
	19:00	10.07	4.03	22:00	5.25	2.1
Уссурийск-1	01:00	4.43	1.77	04:00	1.96	0.78
	04:00	4.17	1.67	11:00	4.27	1.70
	11:00	5.45	2.18	17:00	3.35	1.34
	19:00	6.01	2.40	22:00	3.54	1.41
Междуречье	01:00	3.42	1.37	04:00	1.39	0.55
	04:00	3.16	1.26	11:00	2.43	0.97

Продолжение таблицы 4

	11:00	4.3	1.72	17:00	2.47	0.98
	19:00	5.13	2.05	22:00	3.06	1.22
УКФ	01:00	5.39	2.16	04:00	0.92	0.36
	04:00	4.89	1.96	11:00	0.92	0.36
	11:00	5.72	2.29	17:00	0.88	0.35
	19:00	4.75	1.9	22:00	0.87	0.34

Проанализировав мощности в нормальном режиме, я пришел к выводу, что максимум нагрузок достигается к 19:00 в осенне-зимний и к 22:00 в весенне-летний периоды.

Таблица 5 – Контрольные замеры напряжения максимальной нагрузки

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Фактическое напряжение, кВ		Отклонение напряжения от номинального, %	
		Лето	Зима	Лето	Зима
Давыдовка	110	113	110	2.65	0
	35	36.5	38	4.11	7.89
	6	6.3	6.2	4.76	3.23
Де-Фриз	110	115.8	115	5.01	4.35
	6	6.2	6.3	3.23	4.76
Западная	110	117.5	114.8	6.38	4.18
	35	36.5	36.6	4.11	4.37
	6	6.2	6.3	3.23	4.76
Казармы	110	117	113	5.98	2.65
	10	10.3	9.9	2.91	1.01
Кипарисово	110	115	115	4.35	4.35
	10	10.5	10.5	4.76	4.76
Надеждинская	35	35	35	0.00	0.00

Продолжение таблицы 5

	6	6.2	6.5	3.23	7.69
Надеждинская/т	110	110	110	0	0
Оленевод	35	35	35	0.00	0.00
	10	10.2	10.6	1.96	5.66
Раздольное-1	110	115	111	4.35	0.90
	35	36	36	2.78	2.78
	10	10.2	10.3	1.96	2.91
Раздольное-2	110	115	115	4.35	4.35
	35	36	35	2.78	0.00
	10	10	10	0.00	0.00
Силикатная	35	35	35	0.00	0.00
	10	10	9.7	0.00	3.09
	6	6.6	6	9.09	0.00
Тавричанка	35	37.5	37.5	6.67	6.67
	6	6.4	6.3	6.25	4.76
Тереховка	110	115	110	4.35	0.00
	10	10.2	10	1.96	0.00
Шахтовая	35	37	35	5.41	0.00
	6	6.4	6.4	6.25	6.25
Шахта-7	110	115	110	4.35	0.00
	6	6.3	6.4	4.76	6.25
Шмидтовка	35	36	36	2.78	2.78
	6	6.2	6.3	3.23	4.76
Пушкинская	110	116	113	5.17	2.65
	35	36	34.5	2.78	1.45
	10	10.1	9.9	0.99	1.01
Артемовская	35	37	34.5	5.41	1.45
	6	6.5	6.3	7.69	4.76

Уссурийск-1	110	118	114	6.78	3.51
	35	36.5	36.6	4.11	4.37
	6	6.2	6.2	3.23	3.23
Уссурийск/т	110	110	110	0.00	0.00
Междуречье	110	115	118	4.35	6.78
	6	6	6.1	0.00	1.64
УКФ	110	118	118	6.78	6.78
	6	6.2	6.1	3.23	1.64

Проанализировав данные по напряжению, определено, что отклонения напряжения находятся в допустимых пределах.

Важной характеристикой сети является нагрузочная плотность тока. При ее превышении выше нормы появляются потери, что недопустимо в больших количествах.

Таблица 6 – Токовая загрузка ЛЭП

Наименование линии	Нагрузка, А	Плотность тока, А/мм ²
АТЭЦ -Шахтовая	515	2.78
Артемовская - Шахтовая	325	4.64
Артемовская - Западная	Линия отключена	Линия отключена
АТЭЦ – Шахта - 7	420	1.75
АТЭЦ – Западная (1,2)	180	1.20
Западная - Давыдовка	258	3.69
Западная – Шахта 7	286	4.09
Западная - Казармы с отпайкой на ПС Де-Фриз I цепь	23	0.19

Продолжение таблицы 6

Западная - Казармы с отпайкой на ПС Де-Фриз II цепь	23	0.19
Западная - Надеждинская	255	5.10
Надеждинская - Шмидтовка	147	2.10
Шмидтовка - Давыдовка	215	3.07
Давыдовка - Тавричанка№1	105	1.5
Давыдовка - Тавричанка№2	откл	откл
Западная - Кипарисово - Раздольное 1	92	0.77
Надеждинская - Соловей Ключ	94	1.34
Раздольное 1 - Силикатная	43	0.45
Пушкинская - Раздольное 1	85	0.57
Раздольное 1 - Раздольное 2	56	0.47
Раздольное 2 - Тереховка	60	0.50
Силикатная - Оленевод	9	0.09
Пушкинская - Оленевод	Линия отключена	Линия отключена
Пушкинская - Давыдовка	85	0.57
Надеждинская/т - Западная	31	0.21
Надеждинская/т - Уссурийск/т	55	0.58
Уссурийск 1 - Тереховка	60	0.5
Артемовская ТЭЦ - Уссурийск 1	188	1.98
УКФ- Уссурийск-1	273	1.14
Междуречье - УКФ	328	1.37
Уссурийск-2 - Междуречье	377	1.57
Уссурийск-2 – Уссурийск/т	55	0.58

Анализ токовой загрузки ЛЭП показал, что некоторые линии Надеждинского района требуют реконструкции в виду большой плотности тока.

Ссылаясь на ПУЭ и СиПР для Надеждинского района коэффициенты имеют вид: 1.0 для алюминиевых проводов и 1.8 для медных, учитывая число часов использования максимума нагрузки в год.

Исходя из вышеприведенного анализа, можно прийти к выводу, что электрические сети района необходимо реконструировать. Это связано с высокой плотностью тока в линиях электропередач, а также из-за увеличения нагрузок на трансформаторы, часть из которых в недалеком будущем могут выйти из строя в связи с перегрузом.

2. РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе выпускной квалификационной работы производится расчет и прогнозирование электрических нагрузок. Эти расчеты служат исходными данными для анализа и проектирования различных вариантов сети, выбираются схемы подстанций, определяется марка проводов и мощности трансформаторов. Так же эти данные потребуются для расчета нормального и установившегося режима.

Расчет будет проводиться по данным контрольных замеров в зимний и летний периоды, с помощью которых будет определена вероятностная характеристика электрических нагрузок.

К вероятностно-статистическим характеристикам относятся:

- Максимальные и минимальные мощности
- Средние мощности
- Среднеквадратические(эффективные) мощности, нужна для расчета потери электрической энергии

Средняя и эффективная мощность рассчитывается по формулам:

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

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i \quad (2)$$

$$P_{cp} = \frac{1}{19} \cdot (1.96 \cdot 1 + 1.88 \cdot 3 + 1.99 \cdot 7 + 2.22 \cdot 8) = 2.068 \text{ МВт}$$

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} \quad (3)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} \quad (4)$$

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{19} \cdot (1.96^2 \cdot 1 + 1.88^2 \cdot 3 + 1.99^2 \cdot 7 + 2.22^2 \cdot 8)} = 2.07 \text{ МВт}$$

где T- период замеров (19 часов для осенне-зимних и 22 часа для весенне-летних)

P_i и Q_i – нагрузка на i -ый час суток

Результаты расчетов сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок

Наименование ПС	Осенне-зимний период		Весенне-летний период		Осенне-зимний период		Весенне-летний период	
	Рср, МВт	Qср, МВар	Рср, МВт	Qср, МВар	Рэф, МВт	Qэф, МВар	Рэф, МВт	Qэф, МВар
Давыдовка	2.07	0.83	0.93	0.37	2.07	0.83	0.94	0.38
ДЕ-ФРИЗ	2.22	0.89	0.64	0.26	2.22	0.89	0.64	0.26
Западная	10.80	4.32	4.82	1.93	10.83	4.33	4.87	1.95
Казармы	0.91	0.36	1.36	0.54	0.92	0.37	1.37	0.55
Кипарисово	1.03	0.41	0.52	0.21	1.03	0.41	0.52	0.21
Надеждинская	9.00	3.60	3.27	1.31	9.01	3.60	3.31	1.32
Оленевод	0.27	0.11	0.09	0.04	0.27	0.11	0.09	0.03
Раздольное-1	2.66	1.06	1.76	0.70	2.67	1.07	1.76	0.70
Раздольное-2	0.51	0.20	0.21	0.08	0.51	0.20	0.21	0.08
Силикатная	0.97	0.39	0.95	0.38	0.97	0.39	0.97	0.39
Тавричанка	3.23	1.29	1.48	0.59	3.24	1.30	1.50	0.60
Тереховка	0.62	0.25	0.64	0.26	0.62	0.25	0.64	0.26
Шахтовая	5.59	2.24	2.52	1.01	5.62	2.25	2.56	1.02

Шахта-7	8.84	3.54	4.50	1.80	8.91	3.56	4.60	1.84
Шмидтовка	1.72	0.69	0.54	0.22	1.72	0.69	0.54	0.22
Пушкинская	0.06	0.02	0.03	0.01	0.06	0.02	0.03	0.01
Артемовская	9.56	3.82	5.00	2.00	9.59	3.84	5.07	2.03
Уссурийск-1	5.43	2.17	3.43	1.37	5.47	2.19	3.52	1.41
Междуречье	4.42	1.77	2.40	0.96	4.48	1.79	2.45	0.98
УКФ	5.16	2.06	0.90	0.36	5.18	2.07	0.90	0.36

Для расчета прогнозирования нагрузок за 5 лет применим формулу сложных процентов

$$P_{\text{прог}} = P_{\text{БАЗ}} \cdot (1 + \varepsilon)^N \quad (5)$$

$$Q_{\text{прог}} = Q_{\text{БАЗ}} \cdot (1 + \varepsilon)^N \quad (6)$$

$$P_{\text{прог}} = 2.07 \cdot (1 + 0,023)^5 = 2.32 \text{ МВт}$$

где ε – относительный прирост нагрузки, соответствующий базовому варианту СиПР ЕЭС Приморского края, характеризуется среднегодовым темпом 2.3 процента в 2020–2024 годах.

N – время, на который осуществляется прогноз (5 лет);

Спрогнозированные вероятностные хар-ки сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Спрогнозированные вероятностные характеристики графиков нагрузок.

Наименование ПС	Осенне-зимний период					
	Р _{ср} , МВт	Q _{ср} , МВар	Р _{эф} , МВт	Q _{эф} , МВар	Р _{max} , МВт	Q _{max} , МВар
Давыдовка	2.32	0.93	2.32	0.93	2.49	1.00
ДЕ-ФРИЗ	2.49	1.00	2.49	1.00	2.49	1.00
Западная	12.10	4.84	12.13	4.85	12.66	5.06
Казармы	1.02	0.40	1.03	0.41	0.96	0.38
Кипарисово	1.15	0.46	1.15	0.46	1.15	0.46
Надеждинская	10.08	4.03	10.09	4.03	10.31	4.12
Оленевод	0.30	0.12	0.30	0.12	0.30	0.12
Раздольное-1	2.98	1.19	2.99	1.20	3.14	1.25
Раздольное-2	0.57	0.22	0.57	0.22	0.57	0.22
Силикатная	1.09	0.44	1.09	0.44	1.11	0.44
Тавричанка	3.62	1.45	3.63	1.46	3.78	1.51
Тереховка	0.69	0.28	0.69	0.28	0.68	0.27
Шахтовая	6.26	2.51	6.30	2.52	6.95	2.78
Шахта-7	9.90	3.97	9.98	3.99	11.04	4.41
Шмидтовка	1.93	0.77	1.93	0.77	1.98	0.80
Пушкинская	0.07	0.02	0.07	0.02	0.08	0.03
Артемовская	10.71	4.28	10.74	4.30	11.28	4.52
Уссурийск-1	6.08	2.43	6.13	2.45	6.73	2.69
Междуречье	4.95	1.98	5.02	2.01	5.75	2.30
УКФ	5.78	2.31	5.80	2.32	5.32	2.13
Наименование ПС	Весенне-летний период					
	Р _{ср} , МВт	Q _{ср} , МВар	Р _{эф} , МВт	Q _{эф} , МВар	Р _{max} , МВт	Q _{max} , МВар
Давыдовка	1.04	0.41	1.05	0.43	1.28	0.51

Продолжение таблицы 8

ДЕ-ФРИЗ	0.72	0.29	0.72	0.29	0.80	0.32
Западная	5.40	2.16	5.46	2.18	5.85	2.34
Казармы	1.52	0.61	1.53	0.62	1.62	0.65
Кипарисово	0.58	0.24	0.58	0.24	0.55	0.22
Надеждинская	3.66	1.47	3.71	1.48	4.40	1.76
Оленевод	0.10	0.04	0.10	0.03	0.10	0.03
Раздольное-1	1.97	0.78	1.97	0.78	2.16	0.86
Раздольное-2	0.24	0.09	0.24	0.09	0.21	0.08
Силикатная	1.06	0.43	1.09	0.44	1.43	0.57
Тавричанка	1.66	0.66	1.68	0.67	2.07	0.83
Тереховка	0.72	0.29	0.72	0.29	0.69	0.27
Шахтовая	2.82	1.13	2.87	1.14	3.56	1.42
Шахта-7	5.04	2.02	5.15	2.06	6.25	2.50
Шмидтовка	0.61	0.25	0.61	0.25	0.71	0.28
Пушкинская	0.03	0.01	0.03	0.01	0.03	0.01
Артемовская	5.60	2.24	5.68	2.27	5.88	2.35
Уссурийск-1	3.84	1.53	3.94	1.58	3.97	1.58
Междуречье	2.69	1.08	2.75	1.10	3.43	1.37
УКФ	1.01	0.40	1.01	0.40	0.97	0.38

Таким образом были определены вероятностные и прогнозируемые нагрузки на всех подстанциях по исходным данным.

3. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при ее реконструкции

Исходя из предыдущих пунктов, приходим к выводу, что Надеждинский район требует масштабной реконструкции. Для удобства нахождения вариантов реконструкции, на рисунке 3 представлена карта-схема Надеждинского района и прилежащих к ней реконструируемые районы.

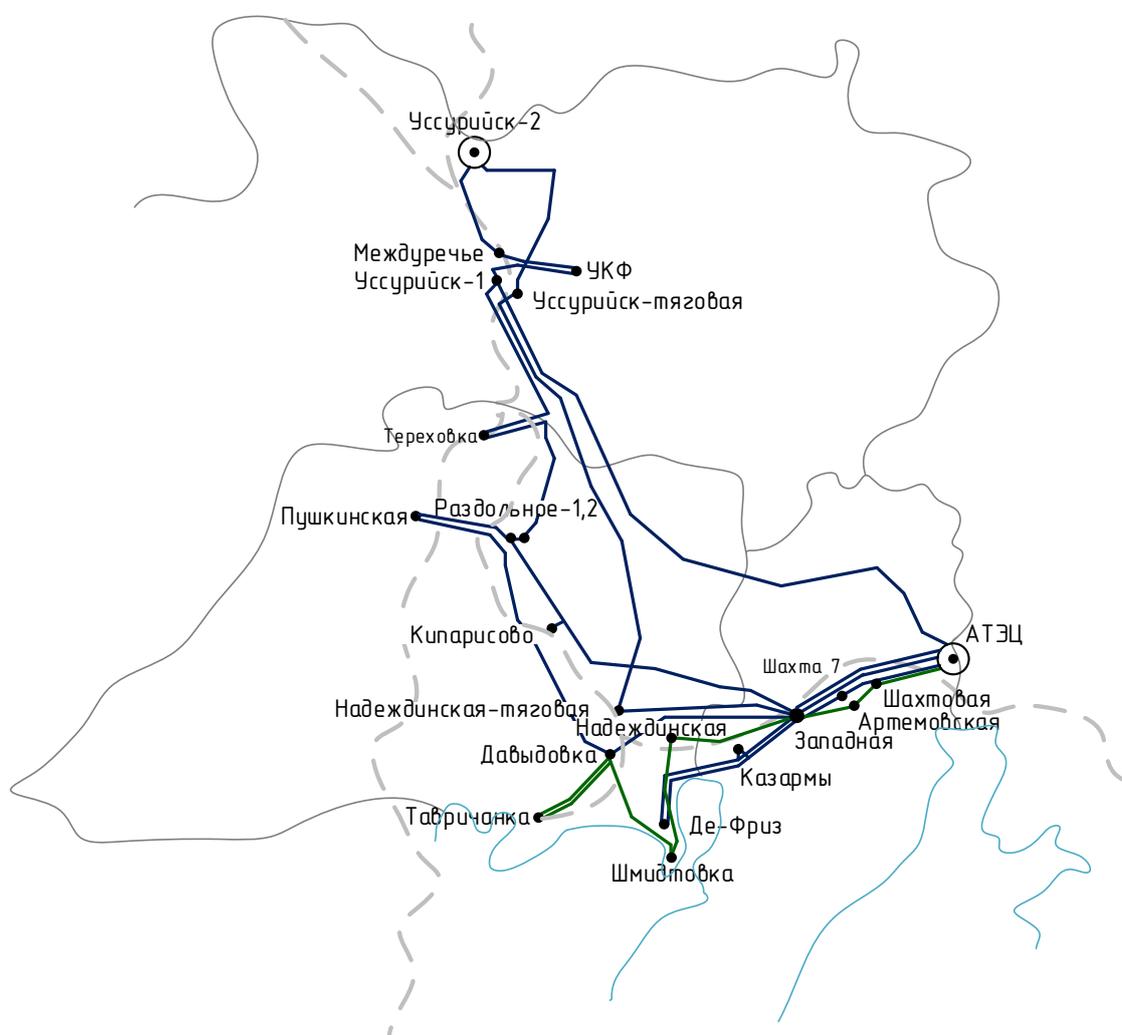


Рисунок 3 – Карта-схема Надеждинского района

Основной проблемой данной сети является высокая плотность тока. Для решения этой проблемы есть несколько вариантов:

- Увеличение сечений проводов
- Повышение номинального напряжения
- Проведение новых параллельных проводов
- Сооружение новых ЛЭП от менее загруженных районов

Опираясь на данные пункты были созданы 5 вариантов реконструкции Надеждинского района.

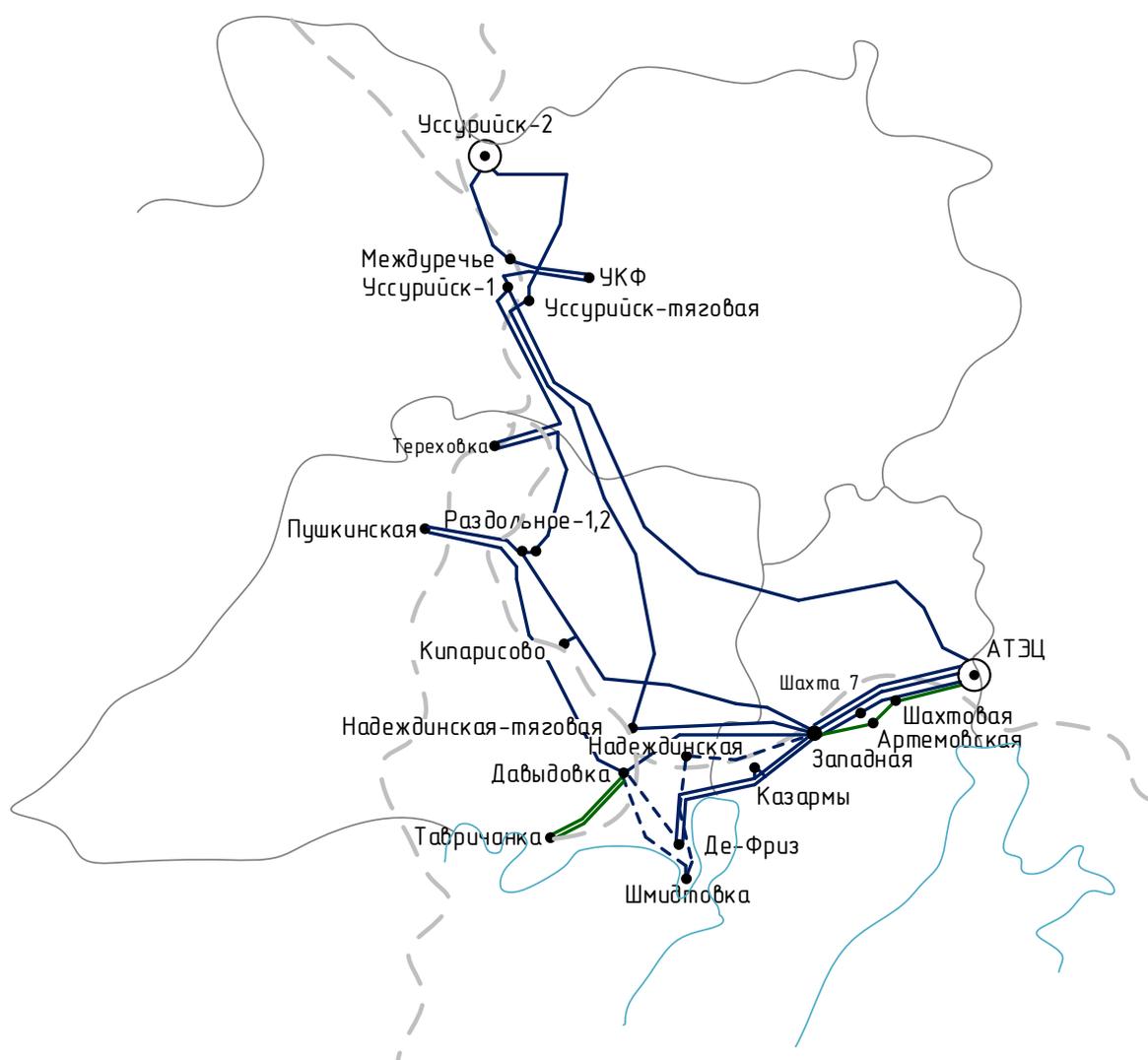


Рисунок 4 – Вариант реконструкции 1

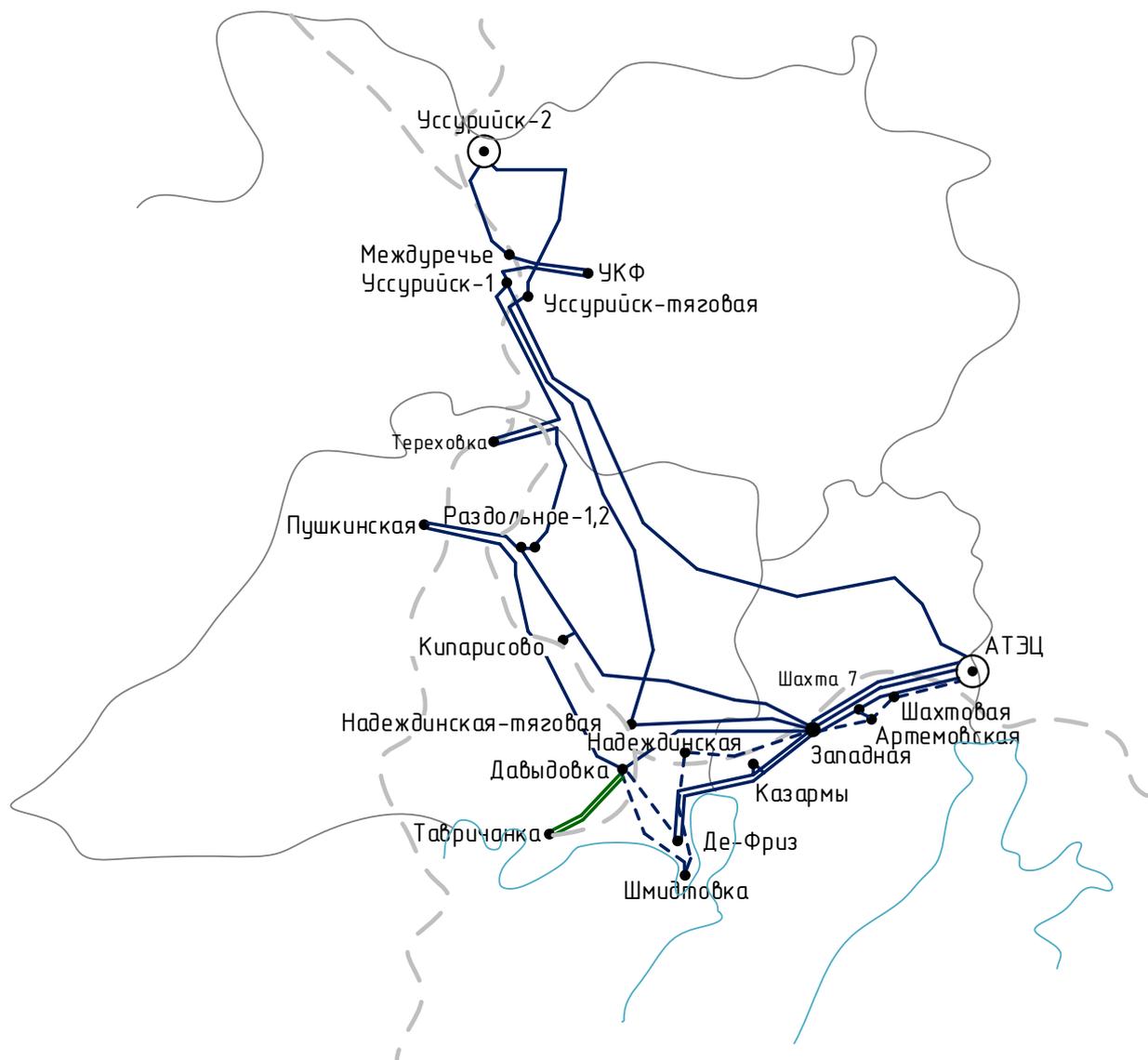


Рисунок 5 – Вариант реконструкции 2

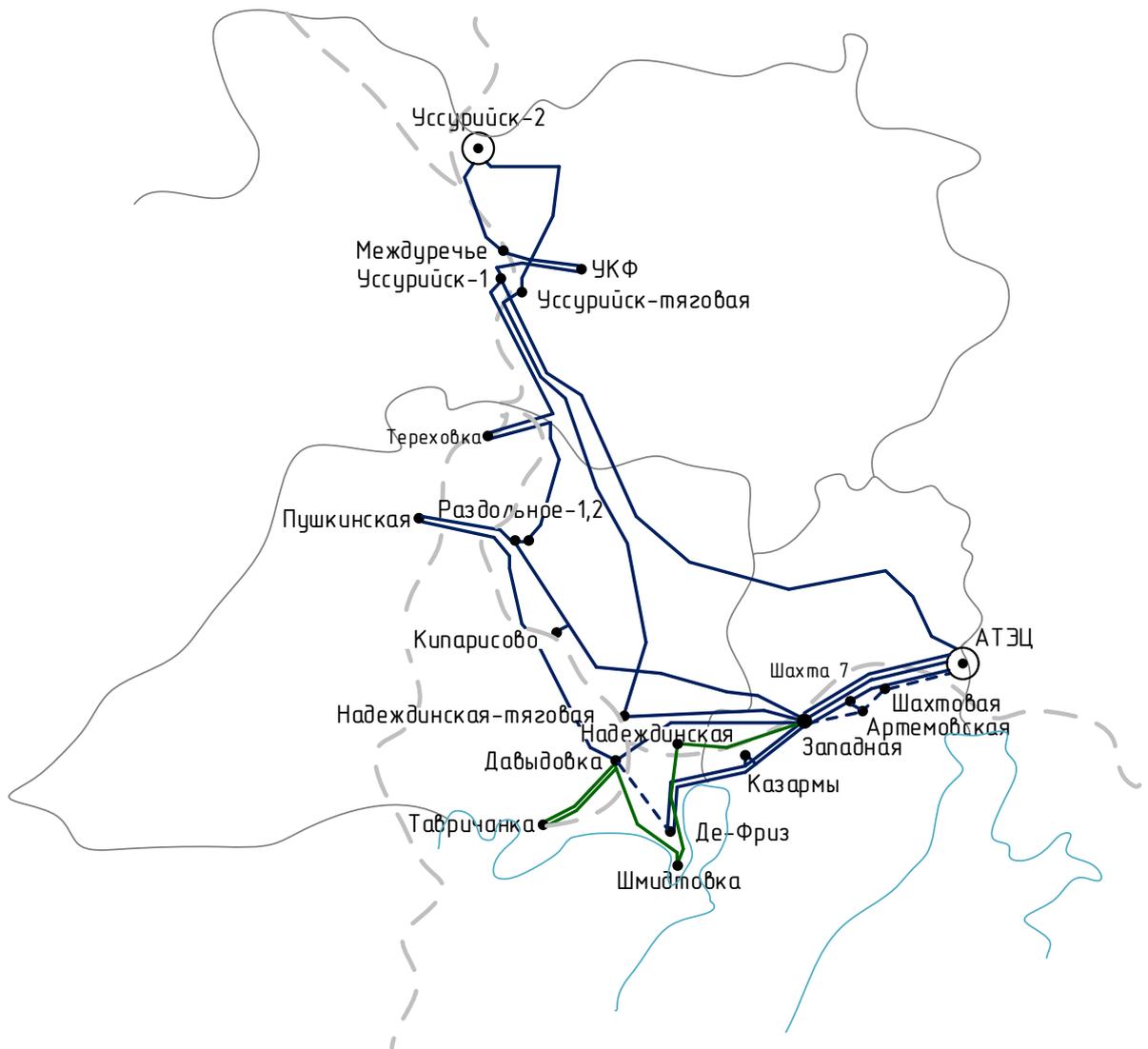


Рисунок 6 – Вариант реконструкции 3

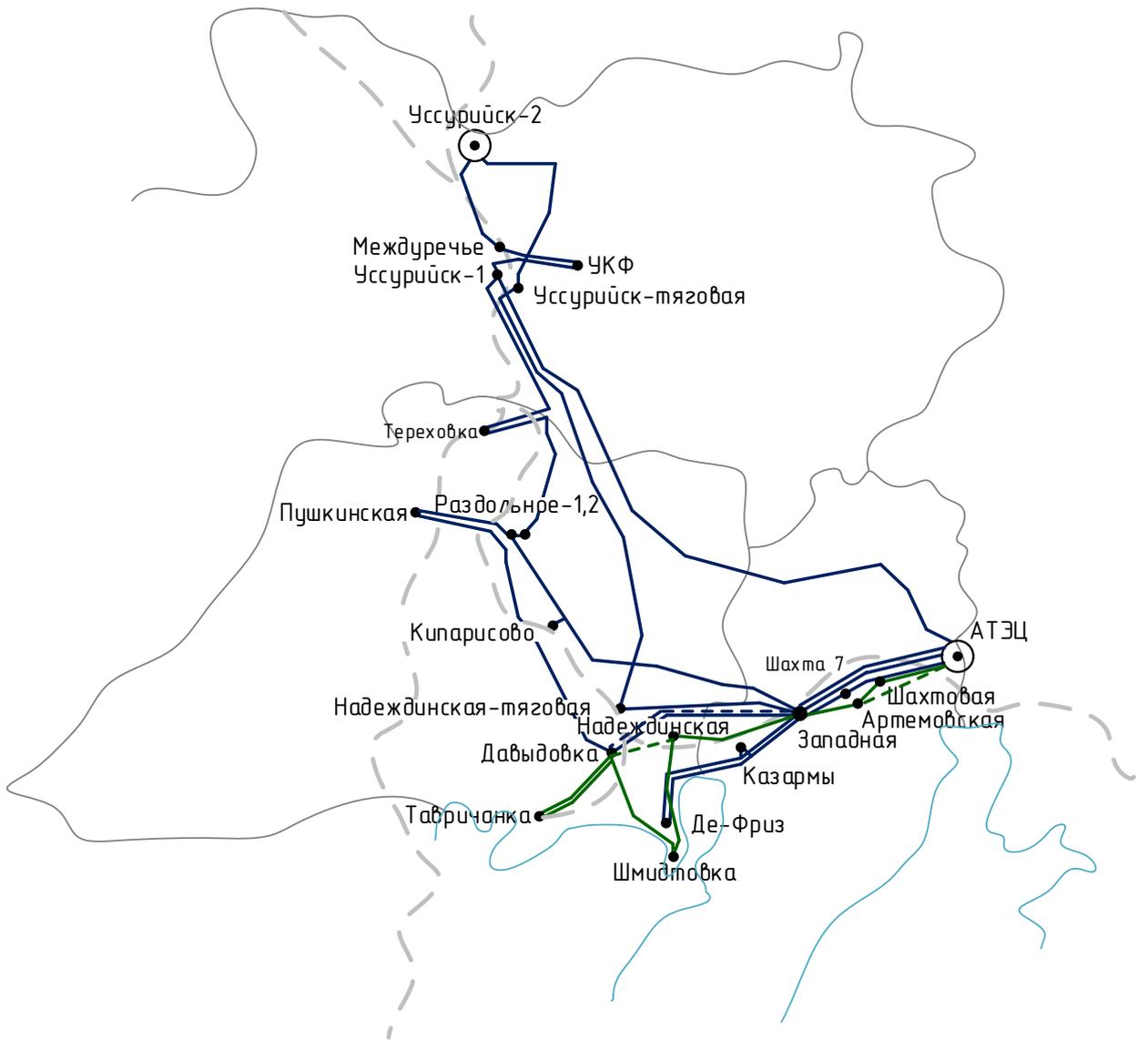


Рисунок 7 – Вариант реконструкции 4

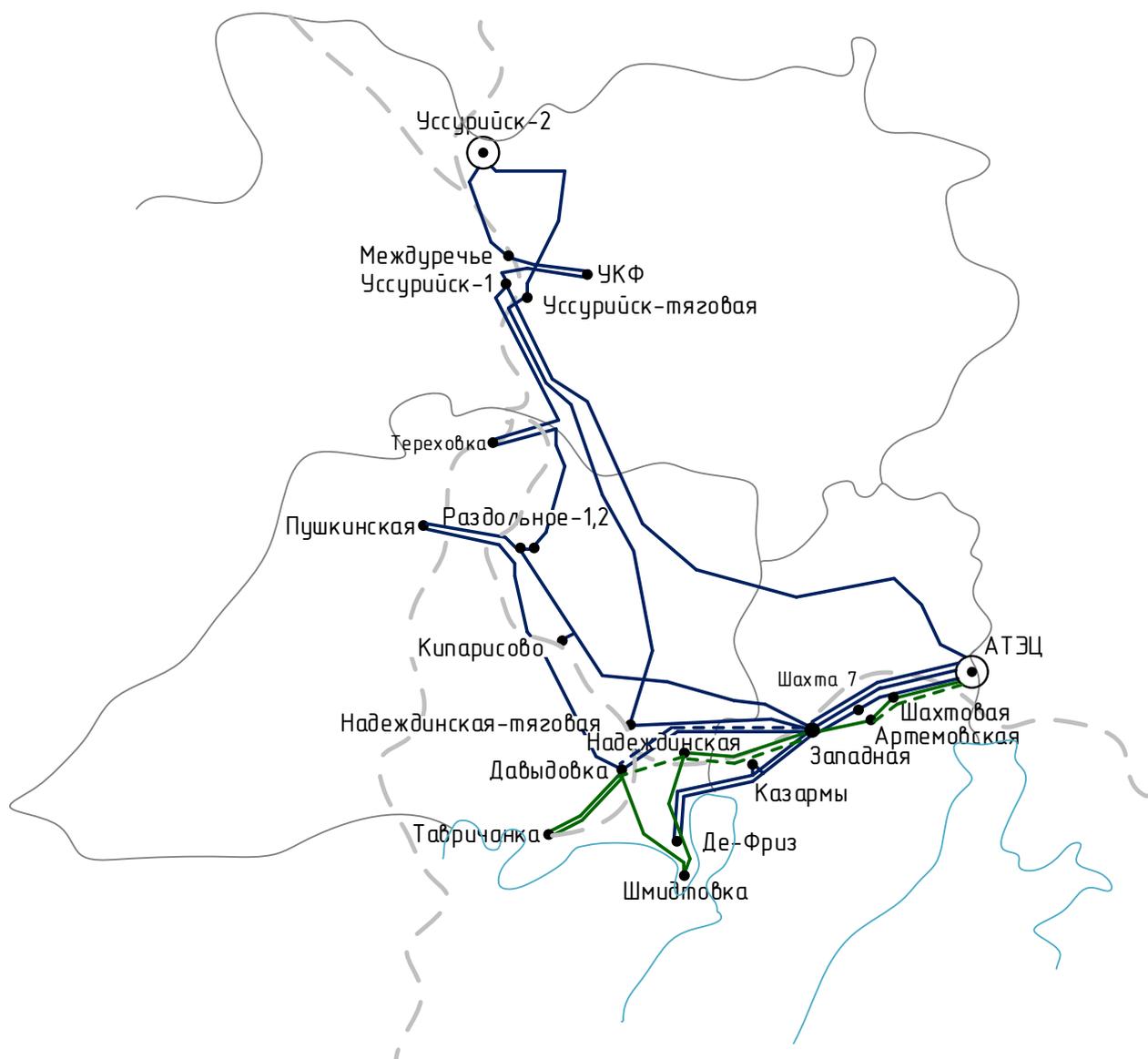


Рисунок 8 – Вариант реконструкции 5

Данный район является довольно сложным для единовременной реконструкции со стороны финансов и реализуемости. Поэтому в данной работе будет рассмотрена линия между ПС Западная и ПС Давыдовка. Данная линия имеет высокую экономическую плотность тока, что приводит к потерям. Остальные проблемы в данном регионе указаны в приведенных данных, а также приведены варианты реконструкции на будущее.

Также будет произведена реконструкция ПС Давыдовка, а именно замена РУ на стороне 110 кВ ввиду невозможности расширить текущее

распределительное устройство для новой линии и/или для будущего присоединения подстанций 110 кВ.

Самыми экономичными вариантами для реконструкции данного участка является замена провода на провод большего сечения или добавление провода рядом (двухцепное исполнение).

Таблица 9 – Технический анализ вариантов

Вариант	Количество добавляющихся выключателей	Длина реконструируемой линии в одноцепном исполнении, км
1	0	19.45
2	2	19.45

Так как в одном из разделов уже были приведены максимальные загрузки трансформаторов, то отсутствует нужда в расчете их загрузки и проверке. На рассматриваемом участке отсутствует нужда в замене трансформатора, так как при аварии возможен временный перенос мощности. Так же это подтверждает СиПР с прогнозом до 2024 года.

3.2 Компенсация реактивной мощности

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

Определение значения требуемой мощности компенсирующих устройств для ПС Давыдовка:

$$Q_{куi} = \frac{Q_{\max_i} - P_{\max_i} \cdot \operatorname{tg}(\varphi)}{2} \quad (7)$$

$$Q_{KV_i} = \frac{13,4 - 51,2 \times 0,4}{2} = -18,9 \text{ Мвар}$$

$$Q_{нескi} = Q_{\max_i} - Q_{KV} \quad (8)$$

$$Q_{нескi} = 13,4 - 18,9 = -5,5 \text{ Мвар}$$

Коэффициент $\text{tg}(\varphi)$ принимается равным 0,4 [21].

Исходя из того, что требуемая мощность компенсации отрицательна, приходим к выводу, что компенсация не требуется.

3.3 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих

Одним из самых важных параметров линии является ее сечение. Выбор сечения проводов рассчитывается методом экономических токовых интервалов.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

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

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

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

Для воздушных линий 110 – 220 кВ, α_i принимается равным 1,05 [24].

Поскольку нет данных о значении числа часов использования максимума нагрузки, примем $\alpha_t = 1$.

Максимальный ток в воздушных линиях:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нескi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} \quad (10)$$

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{51.2^2 + 5.5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1000 = 270 \text{ А}$$

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

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Расчетный ток для варианта №1 ВЛ 110 кВ:

$$I_{расч} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{51.2^2 + 5.5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1000 = 284 \text{ А}$$

Установленный провод АС-120 и М-70 являются подходящими. В случае установки второго провода будет взят провод марки АС-120 [25].

4. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Выбор оптимального варианта производится методом технико-экономического расчета. Выбор оптимального варианта производится по минимуму среднегодовых и/или приведенных затрат. Приведенные затраты мы получим по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (11)$$

где E – норматив дисконтирования,

K – капиталовложение для сооружения сети

I – издержки.

Норматив дисконтирования принимается 0,1.

В общее капиталовложение входит: цена трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружение РУ и постоянные затраты в виде благоустройства, покупка земли, подвод коммуникаций и определяется по формуле:

$$K_{nc} = K_{tr} + K_{ку} + K_{ору} + K_{пост}, \quad (12)$$

где K_{tr} – стоимость трансформатора;

$K_{ку}$ – стоимость КУ;

$K_{ору}$ – стоимость РУ;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат;

Стоимость оборудования приводится к текущему году коэффициентом инфляции, составляющий $K_{инф}=9.5$ и коэффициентом зоны $K_{зон}=1.4$.

Так как оба варианта предполагают одинаковую реконструкцию подстанций, то этот показатель не принимается во внимание при расчете экономически выгодного варианта.

Капиталовложение на сооружение ВЛ рассчитываются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l \quad (13)$$

где K_0 – стоимость километра линии;

l – длина трассы.

Для варианта с заменой линии будет приведена цена для кабеля АС-240, для приведения экономической плотности ближе к норме региона.

Расчет для варианта с заменой провода:

$$K_{ВЛ} = 890 \cdot 9.5 \cdot 1.4 \cdot 19.45 = 230229,65 \text{ тыс. руб}$$

Расчет для варианта с двухцепной линией:

$$K_{ВЛ} = 820 \cdot 9.5 \cdot 1.4 \cdot 19.45 = 212121,7 \text{ тыс. руб}$$

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя: издержки на эксплуатацию и ремонт, издержки на амортизацию, стоимость потерь электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = a_{тэо ПС} + K_{ПС}, \quad (14)$$

$a_{тэо ПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (15)$$

Срок службы оборудования составляет 20 лет.

Издержки стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (16)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Т.к. этот вариант подразумевает появление еще одного провода, к стоимости будет добавлена стоимость 2 выключателей. Стоимость каждого будет принята 7000 тыс. рублей, следовательно, цена будет увеличена до 226121,7 тыс. руб.

Таблица 10 – Экономические затраты вариантов

Вариант	Капиталовложения выключатели	Капиталовложения суммарные	Издержки	Приведенные затраты
1	0	230229	30237	53259
2	14000	226121	30237	52849

Сравним приведенные затраты, определив погрешность для стоимости потерь в двух проектируемых вариантах сети по следующей формуле:

$$\varepsilon = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (17)$$

$$\varepsilon = \frac{53259 - 52849}{53259} \cdot 100\% = 0,77$$

5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе выпускной работы будет проводиться расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Давыдовка. Данный расчет необходим для:

- определение требований к оборудованию;
- проверка выбранного оборудования по значениям токов КЗ;
- определение необходимости ограничения токов КЗ.

Расчет ТКЗ будет выполняться в RastrKZ, который входит в состав ПВК «RastrWin3».

Необходимо рассчитать параметры схемы замещения, которые рассчитываются по следующим формулам:

Сопротивление системы по выражению:

$$X_c = \frac{U_{ном}^2}{S_{кз}} \quad (18)$$

где $U_{ном}^2$ - квадрат номинального напряжения;

$S_{кз}$ - мощность КЗ.

Сопротивление трансформатора:

$$X_m = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{тном}} \quad (19)$$

где $U_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение

$S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора

Сопротивление линии:

$$x_{л} = x_{o} \cdot l, \quad (20)$$

где X_0 - удельное сопротивление линии;

l - длина линии

При расчете ТКЗ определяются следующие значения:

$I_{по}$ - периодическая составляющая ТКЗ;

$i_{уд}$ - ударный ток КЗ;

i_a - апериодическая составляющая ТКЗ

Результаты, полученные после расчета в ПВК «RastrWin 3» приведены в таблице 9.

Подробный расчет ТКЗ приведен в Приложении А.

Таблица 11 – Токи периодической составляющей на шинах ПС Давыдовка

Напряжение	Нточк КЗ	Тип	Ипо
110	К1	3ф	8.43
35	К2	3ф	5.72
6	К3	3ф	11.73

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{по}^{(3)} \quad (21)$$

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

$K_{уд}$ – ударный коэффициент.

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (22)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0.01}{T_a}} = 1,717 \quad (23)$$

где T_a - постоянная времени, равная для 110 кВ - 0,03 с, для 35 кВ – 0,02 с, для 6 кВ - 0,01 с.

Таблица 12 – ТКЗ ПС Давыдовка

Точка короткого замыкания	$I_{по}^{(3)}$, кА	T_a , с	i_a , кА	$i_{ат}$, кА	$i_{y\partial}$, кА
К1	8.43	0,03	11.92	8.54	20,46
К2	5.72	0,02	8.09	4.91	12,99
К3	11.73	0,01	16.49	6.10	22,69

Выбирая электрические аппараты, нужно знать рабочие максимальные токи. В нормальном режиме работы вычисляется по формуле:

$$I_{раб} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (24)$$

В аварийном режиме, во время работы одного трансформатора из двух, рабочий ток увеличивается в 2 раза.

Токи в нормальном и аварийном режиме представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Токи нормального и аварийного режима

Напряжение	$I_{раб}$, А	$I_{авар}$, А
110	147,7	295,4
35	375,7	751,4
6	439,8	879,6

В добавок, для выбора выключателя нужно проверить его по термической устойчивости, kA^2s :

$$B_K = I_{no}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (25)$$

где $t_{откл}$ – время отключения;

T_a – постоянная времени.

Время отключения, с:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{выкл} = 2,555 \quad (26)$$

где $t_{рз}$ – время релейной защиты 2,5 с;

$t_{выкл}$ – полное время отключение выключателя 0,055 с

Таблица 14 – Термическая устойчивость.

Напряжение	110	35	6
B_k	202,89	90,14	365,31

Найденных значений ТКЗ и рабочих токов достаточно, чтобы выбирать электрические аппараты.

6 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАДЕЖДИНСКОГО РАЙОНА

6.1 Обоснование целесообразности реконструкции ПС электрической сети Надеждинского района

В данной работе рассматривается вариант реконструкции подстанции Давыдовка в связи с необходимостью увеличения количества присоединений на стороне 110 кВ. Установленная в данный момент распределительное устройство не позволяет провести расширение, по тому было принято решение о замене РУ ВН данной ПС. В первую очередь это связано с протяжкой нового троса. Так же при рассмотрении вариантов реконструкции Надеждинского района планируется перевод части линий с напряжения 35 кВ на 110 кВ, что так же требует расширение распределительного устройства.

6.2 Разработка вариантов конструктивного исполнения ПС и выбор оптимального

Так как распределительное устройство на СН и НН не требуют изменений, то в данном разделе будет рассмотрен выбор РУ ВН. Исходя из предыдущего пункта, основное требование к выбору схемы распределительного устройства – это возможность расширения. Мой выбор остановился на схеме 110-13Н ввиду его простоты и возможности добавления до 15 линий, что удовлетворяет требованиям реконструкции. Ниже приведена однолинейная схема РУ ВН для ПС Давыдовка.

6.3 Выбор выключателей

В настоящее время существует большой выбор всевозможных выключателей с разными параметрами.

При выборе должно учитываться номинальное напряжение и соблюдаться условие:

$$U_{устр.ном} \leq U_{ап.ном} , \quad (27)$$

где $U_{ап.ном}$ - номинальное напряжение аппарата;

$U_{устр.ном}$ - номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюдать условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном} , \quad (28)$$

где $I_{раб.мах}$ - максимальный возможный рабочий ток присоединения.

Большинство аппаратов должно проходить по условию динамической устойчивости:

$$I_y \leq I_{мах} , \quad (29)$$

где $I_{мах}$ - максимально возможное амплитудное значение сквозного аппарата.

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем выключатель, соответствующий климатическим показателям, которым является элегазовый ЗАР1 ДТ 126 КУ, способный работать при температуре -50 градусов и оснащен пружинным приводом ПД-14-ХЛ1.

Необходимые расчеты были произведены ранее. В таблицу ниже сведены данные для сравнения.

Таблица 15 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 126 \text{ КВ}$	$U_p = 110 \text{ КВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб(ввод)}} = 147,74 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_H$
	$I_{\text{раб(вывод1)}} = 142,21 \text{ А}$	
	$I_{\text{раб(вывод 2)}} = 126,33 \text{ А}$	
	$I_{\text{раб(обх)}} = 132,94 \text{ А}$	
	$I_{\text{раб(СТ)}} = 121,67 \text{ А}$	
	$I_{\text{раб(ТН)}} = 136,19 \text{ А}$	
$I_{\text{дин}} = 108 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 20,46 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 202,89 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 8,43 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 8,43 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}}$
$I_{\text{аном}} = 22,63 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} = 8,54 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{аном}}$

Исходя из приведенных выше условий, данный выключатель соответствует условиям и может быть принят к установке.

6.4 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей проводится аналогично выбору выключателей, но при этом отсутствует необходимость проверки отключающей способности, т.к они не предназначены для отключения под током. Для возможности управлять ими из диспетчерского пункта установим на них приводы, позволяющие управлять главными и заземляющими ножами. На стороне ВН устанавливаем разъединитель РНДЗ.1-110/1000 ХЛ1 и РНДЗ.2-110/1000 ХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами.

Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ КВ}$	$U_p = 110 \text{ КВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб(ввод)}} = 147,74 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_H$
	$I_{\text{раб(вывод1)}} = 142,21 \text{ А}$	
	$I_{\text{раб(вывод 2)}} = 126,33 \text{ А}$	
	$I_{\text{раб(обх)}} = 132,94 \text{ А}$	
	$I_{\text{раб(СТ)}} = 121,67 \text{ А}$	
	$I_{\text{раб(ТН)}} = 136,19 \text{ А}$	
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 20,46 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 202,89 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 202,89 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k \leq I^2_T \cdot t_T$

Исходя из приведенных выше условий, данные разъединители соответствуют условиям и может быть принят к установке.

6.5 Выбор ошиновки РУ ВН

В современном мире все большее количество стран переходит к жесткой системе шин. Она занимает меньше места, экономически выгоднее, за счет экономии материалов. Основным материалом для изготовления является алюминий, т.к. медное исполнение приведет к значительному удорожанию.

Выбираем алюминиевые шины из прессованных трубчатых шин алюминиевого сплава 1915Т, обладающего высокой прочностью, коррозионной стойкостью и хорошей свариваемостью.

В соответствии с рассчитанным рабочим и аварийным токами принимаем к установке шины сечением трубы 80x5 мм, $S=400 \text{ мм}^2$.

$$I_{\text{доп}} = 1000 \text{ А.}$$

Проверка по термостойкости исходя из данных КЗ.

$$I_{по} = 8.43 \text{ кА}; T_a = 0,03; I_{уд} = 6.88 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (30)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{202,89 \cdot 10^3}}{91} = 4,95 \text{ мм}^2,$$

где $C=91$ – для алюминиевых шин;

q_{\min} – минимальное сечение провода.

$$q_{\min} < S$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, частота колебаний шины при которой превысит 200 Гц:

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q}} \quad (31)$$

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{42,6}{2 \cdot 4,95}} = 1,79 \text{ см}^2$$

где J – момент инерции шины:

$$J = \frac{0.5 \cdot 8^3}{6} = 42,6 \text{ см}^4$$

q – поперечное сечение шины.

Следовательно, длина пролета должна быть менее 1,85 м.

Максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = k_{\phi} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\phi}^2}{4b} \quad (32)$$

$$f = 0,4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{6881}{4 \cdot 0,005} = 137,62 \text{ Н/м}$$

Напряжение, возникающее при действии этой силы (Мпа), должно быть меньше допустимого. Определяется по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l_{np}^2}{12 \cdot W_{\phi}} \quad (33)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{137,62 \cdot 1,79^2}{12 \cdot 10,6} = 3,47 \text{ Мпа}$$

W_{ϕ} – момент сопротивления шины, который определяется:

$$W_{\phi} = \frac{0,5 \cdot 8^2}{3} = 10,6 \text{ см}^3$$

Учитывая, что напряжение не превышает допустимого $\sigma_{дон} = 48$ Мпа, можно сказать, что шины механически прочны.

6.6 Выбор изоляторов

Выбор изолятора происходит по его напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы и должен соблюдать условия:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}},$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6 F_{\text{разр}} = F_{\text{доп}}$$

На сторону ВН выбираем опорные изоляторы ОСК-10-110-Г-02-3 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб:

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

$$\text{Высота изолятора } H_{\text{из}} = 1120 \text{ мм.}$$

Изолятор проверяется на механическую прочность:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \quad (34)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{6.88^2}{1} \cdot 1,8 \cdot 1,009 \cdot 10^{-7} = 14,49 \text{ Н}$$

$$\text{Проверка: } F_{\text{расч}} = 14,49 \text{ Н} \leq F_{\text{доп}} = 6000 \text{ Н}$$

Из выше написанного следует, что выбранный изолятор подходит по механической прочности.

6.7 Выбор и проверка трансформаторов тока

Для выбора трансформатора тока определяется нагрузка вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей мало, поэтому $Z_2 \approx R_2$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}$$

Перед выбором ТТ необходимо определить чисто и тип измерительных приборов во вторичной цепи и иметь данные о длине соединительных проводов. Их минимальное сечение должно быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² по алюминию. Следовательно, максимальное сечение – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, считаем, что $Z_{\text{пров}}=R_{\text{пров}}$.

Выбор на сторону ВН.

Таблица 17 – Тип и мощность прибора

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	ION - 8600	1,5	0,25
Ваттметр		1,5	0,25
Варметр		2,5	0,25
Итого:			0,75

Для обеспечения заданного класса точности обязательно соблюдение условия:

$$Z_{2\text{ном}} \geq (R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}})$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода:

$$R_{np} = \frac{p \cdot l}{q} \quad (35)$$

$$R_{np} = \frac{0,028 \cdot 60}{4} = 0,42 \text{ Ом}$$

где l – длина кабеля, равная 60 для 110 кВ;

$p = 0,028$ – удельное сопротивление алюминия.

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,15 + 0,42 + 0,01 = 0,4 \text{ Ом}$$

На сторону ВН выбираем трансформатор тока ТГФ-110-1

Ниже приведено сравнение каталожных и расчетных данных.

Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_{\text{раб(ввод)}} = 147,74 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_H$
	$I_{\text{раб(вывод1)}} = 142,21 \text{ А}$	
	$I_{\text{раб(вывод 2)}} = 126,33 \text{ А}$	
	$I_{\text{раб(обх)}} = 132,94 \text{ А}$	
	$I_{\text{раб(СТ)}} = 121,67 \text{ А}$	
	$I_{\text{раб(ТН)}} = 136,19 \text{ А}$	
$I_{\text{дин}} = 150 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 20,46 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4610 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 202,89 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,44 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

Как видно из результатов, данный трансформатор тока соответствует условиям.

6.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Для выбора трансформатора напряжения имеются следующие условия:

- напряжение установки;
- конструкция и схема соединения;
- класс точности;
- вторичная нагрузка.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к ТН.

Ниже приведены условия выбора трансформатора напряжения

Таблица 19 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_p \leq U_H$
Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2H} \geq S_{2расч}$

На стороне ВН установим трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ1.

Ниже предоставлена вторичная нагрузка трансформатора.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка ТН

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА
Вольтметр	СВ-3021	1	4
Частотомер	ДМК 84 R1	1	3,5
Счетчик АЭ	АВВ – А44	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			11,5

Суммарная нагрузка на ТН 11,5 ВА.

Сравним каталожные и расчетные данные для трансформатора напряжения.

Таблица 21 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \leq U_{HT}$
$S_H = 250 \text{ ВА}$	$S_p = 11,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов, выбранный трансформатор напряжения может быть принят к установке.

6.9. Выбор и проверка устройств ВЧ обработки

ВЧ заградители с конденсаторами связи используются в качестве дополнительного резервного канала связи, так как сейчас широко распространяется ВОЛС, встроенный в грозозащитный трос марки ОКГТ - для подвеса на опорах линий электропередач. Кабель, содержащий центральный силовой элемент из алюминиевой или стальной проволоки, вокруг которого скручены стальные, или алюминиевые проволоки, или оптические модули, с уложенными внутри ОВ и заполненными гидрофобным компаундом по всей длине, поверх наложен один или несколько повивов стальных и/или стальных и алюминиевых проволок.

На стороне 110 кВ устанавливаются высокочастотные заградители типа ВЗ-630-0,5 УХЛ1 ($i_{\text{терм}} = 16 \text{ кА}$, $i_{\text{дин}} = 41 \text{ кА}$) с конденсаторами связи СМПВ-110/3 – 6,4, с фильтром присоединения серии ФПМ.

Сопоставление справочных и расчетных данных приведено в таблице 20. Таблица 22 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе устройств ВЧ обработки линии 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$

Продолжение таблицы 22

$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 147,7 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 20,46 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{терм}} = 16 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 8,43 \text{ кА}$	$I_{\text{терм}} \geq I_{\text{по}}$

Устройства ВЧ обработки связи приняты к исполнению.

7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС ДАВЫДОВКА

7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

Существует несколько видов заземлений: молниезащита, защитное, рабочее.

Защитное заземление предназначено для защиты персонала от напряжения прикосновения. Заземлению подвергаются все металлические части электроустановки, которые не находятся под напряжением, но могут под ним оказаться при выходе из строя изоляции оборудования. К заземляемым частям относятся: корпус трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электроаппаратов, каркасы щитов, шкафов, пультов, кабельные муфты, провода и металлические конструкции построек.

Рабочее заземление нужно для правильной работы электроустановок. К ним относится заземление нейтралей трансформаторов и катушек дугогашения.

Заземление молниезащиты предназначено для отвода токов молнии в землю.

Обычно, все три типа заземления используют одно заземляющее устройство

Конструктивно заземление выполняется сеткой из горизонтальных заземлителей, со стороной квадратов сетки кратной 6 м. В узлах этой сетки устанавливаются вертикальные заземлители. Закладка заземляющей сетки происходит на глубину 0,5-0,7 м. При прокладке сетки она не должна проходить под фундаментом электроустановок. Вертикальные заземлители – сталь прутковая с диаметром не менее 10 мм.

Расчет заземления ПС представляет собой расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, расчет геометрических параметров

сетки заземления и проверка электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Произведём расчет заземления ОРУ 110 кВ ПС Давыдовка.

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

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (36)$$

где $A=81$ и $B=51,5$ – ширина и длина территории, занимаемая заземлителем

$$S = (81 + 2 \cdot 1,5) \cdot (51,5 + 2 \cdot 1,5) = 4578 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр проводников сетки, выполненных в виде прутков, 10 мм. Тогда механическая прочность определяется:

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

Проверяем на термическую стойкость:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot t_{сз}}{400 \cdot \beta}}, \quad (37)$$

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{8,43 \cdot 10^3 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 0,317 \text{ мм}^2$$

Проверяем сечение на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot S_{СР} \cdot (D_{ПР} + S_{СР}), \quad (38)$$

где $D_{ПР}$ – диаметр прутков;

$S_{СР}$ – площадь прутка, рассчитывающийся по формуле:

$$S_{СР} = a_K \cdot \ln \cdot T^3 + b_K \cdot \ln \cdot T^2 + c_K \cdot \ln \cdot T + \alpha_K = 0,668 \text{ мм} \quad (39)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,668 \cdot (10 + 0,668) = 22,397 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{М.П} \geq F_{КОР} + F_{Т.С}$$

Для третьей климатической зоны толщина сезонных изменений грунта равна 2 м. Принимаем глубину заложения вертикального прутка 0,8 м, диаметром 10 мм и длиной 5 м.

Расстояние между полосами сетки 6 метров, тогда общая длина горизонтальных полос в сетки будет равна:

$$L_r = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{B + 2 \cdot 1,5}{5} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{A + 2 \cdot 1,5}{5} \quad (40)$$

$$L_r = (81 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{51,5 + 2 \cdot 1,5}{5} + (51,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{81 + 2 \cdot 1,5}{5} = 1831,2$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (41)$$

где $a=12$ м – расстояние между вертикальными электродами

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{4578}}{12} = 22,55$$

Принимаем количество вертикальных электродов равное 23.

Рассчитаем стационарное сопротивление заземлителя.

$$R_{Ci} = \rho_i \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + 19 \cdot l_B} \right), \quad (42)$$

где A – коэффициент, который зависит от соотношения длины вертикальных электродов и площади ПС;

$L_B=5$ – длина вертикальных электродов

$$R_{Ci} = 20 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{4578}} + \frac{1}{1831,2 + 19 \cdot 5} \right) = 0,11 \text{ Ом}$$

Определяем импульсное сопротивление грунта:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} \leq 0,5 \quad (43)$$

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{общ}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (44)$$

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{4578}}{(20 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,69$$

$$R_{II} = 0,11 \cdot 1,69 \leq 0,5$$

Из этого мы делаем вывод, что заземление удовлетворяет требованиям ПУЭ.

7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Высота всех молниеотводов принята равной $h=40$ м. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал, высотой $h_x=11$ м.

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (45)$$

где $h_{эф}$ - эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (46)$$

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right)r_0, \quad (47)$$

Рассмотрим расчет внутренней зоны защиты:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h), \quad (48)$$

где r_{cx} - половина ширины внутренней зоны на уровне земли, м.

$$r_{cx} = \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}\right) \cdot r_{c0}, \quad (49)$$

где r_{cx} - половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта, м.

Результаты расчета зоны защиты молниеотвода приведены в таблице 23

Таблица 23 - Результаты расчета защиты молниеотводов

Молниеотводы	L, м	h _{эф} , м	r ₀ , м	r _x , м	h _{сх} , м	r _{с0} , м	r _{сх} , м
1	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
2	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
3	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
4	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
5	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
6	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
7	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271
8	30	34	40,8	27,6	35,82	40,8	28,271

7.3 Выбор ограничителя перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрического оборудования распределительного устройства применяется ограничитель перенапряжения, которые являются защитой электрооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

Проверка ОПН производится по следующим условиям:

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

$$U_{н.д.р.} \geq (1,02/1,05) \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}} \quad (50)$$

$$U_{н.д.р.} \geq (1,02/1,05) \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 67,86 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{1,3} \quad (51)$$

$$U \leq \frac{121}{1,3} = 93,08 \leq 123$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$\frac{U - U_{OCT}}{Z_B} \leq I_{разр.} \quad (52)$$

4) ТКЗ сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

Для ВН стороны СТ выбираем ОПН – 3EL2 123 kV на класс напряжения 110 кВ. Его характеристики приведены в таблице ниже.

Таблица 24 – Сравнение данных

Данные	Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при ткз 0,2 с, кА
Каталожные	110	123	77	10	40
Расчетные	110	93,08	67,86	0,15	8,43

Для СН стороны СТ выбираем ОПН – 3EL2 36 kV на класс напряжения 35 кВ. Его характеристики приведены в таблице ниже.

Таблица 25 - Основные характеристики ОПН

Данные	Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, А	Взрывобезопасность при ткр 0,2 с, кА
Каталожные	35	36	24	10	40
Расчетные	35	28,84	21,03	0,15	5,72

Для НН стороны СТ выбираем ОПН – 3EL1 12 кВ на класс напряжения 35 кВ. Его характеристики приведены в таблице ниже.

Таблица 26 - Основные характеристики ОПН

Данные	Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, А	Взрывобезопасность при ткр 0,2 с, кА
Каталожные	10	12	12	20	150
Расчетные	10	8,46	6,16	0,15	11,73

8.1 Конструкция проводов

Для подвеса на реконструируемой ЛЭП выбран провод АС-95/16 и АС-120/19.

Данная марка проводов имеет стальной сердечник и алюминиевые проволоки, скрученные правильной скруткой с направлением скрутки соседних проволок в противоположные стороны, при этом, наружные проволоки имеют правое направление скрутки.

Основные технические характеристики провода АС-95/16 [25]:

- рабочая температура эксплуатации от -60°C до $+90^{\circ}\text{C}$;
- временное сопротивление разрыву равен 160-195 МПа;
- масса 1 км провода 385 кг;
- электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току 0,30 Ом;
- площадь сечения алюминиевой части 95,45 мм²;
- площадь сечения стальной части 15,91 мм²;
- допустимый ток 330 А;

Основные технические характеристики провода АС-120/19 [25]:

- рабочая температура эксплуатации от -70°C до $+90^{\circ}\text{C}$;
- временное сопротивление разрыву равен 160-195 МПа;
- масса 1 км провода 471 кг;
- электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току 0,24 Ом;
- площадь сечения алюминиевой части 117,62 мм²;
- площадь сечения стальной части 118,81 мм²;
- допустимый ток 390 А.

8.2 Выбор опор

На текущий момент большое распространение получили многогранные стальные опоры. Данные опоры устанавливаются для ЛЭП напряжением 10-500 кВ. Технические характеристики позволяют устанавливать их в I-V гололедно-ветровых районах и в районах с температурой до минус 60 °С.

Опоры представляют собой конструкцию из стоек. Защита от коррозии образуется путем оцинкования или цинкосодержащими материалами.

Многогранные опоры обладают достоинствами: надежность, вандалоустойчивость, адаптивность, малый отвод земли, высокая скорость монтажа. В сравнении с унифицированными опорами, они проектируются индивидуально под линии.

Существуют следующие способы установки опор в грунт:

- сборный железобетонный фундамент;
- монолитный фундамент;
- пробуренный котлован;
- трубы.

Примем к установке многогранные опоры марки: ПМ110-2, УМ110-2, АМ110-2.

На опорах предусмотрена подвеска указанных проводов и грозозащитного троса ТК9,1. Опоры рассчитаны на применение подвесных изоляторов ПФ70В и ПС70Д.

8.3. Выбор и проверка изоляции ВЛ

Для крепления провода к опоре выбираем изолятор ПС70Д.

Основные параметры изолятора:

- длина пути утечки 303 мм;
- механическая разрушающая сила 70 кН
- диаметр тарелки 255;
- строительная высота 127 мм.

Выбор изоляции производится с помощью удельной эффективной пути утечки от степени загрязнения атмосферы.

Длина пути утечки:

$$L=2 \cdot 121 \cdot 1,2=290,4 \text{ см.}$$

Число изоляторов в гирлянде составляет:

$$m = \frac{290,4}{30,3} = 9,58$$

Округляя до целого значения получаем 10 изоляторов в гирлянде.

Тот же тип изолятора применяется для крепления грозотроса в удвоенном количестве.

8.4 Выбор линейной арматуры

Для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опоре применяется линейная арматура.

На ВЛ 110 кВ и выше рекомендуется установка двухцепной поддержки гирлянд с раздельным креплением к опоре.

Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов производится при помощи зажимов. Предпочтительны зажимы, не разрезающие провода.

Поддерживающие зажимы бывают глухими или с заделкой ограниченной прочности. Рекомендуется использование глухих зажимов, а грозозащита только в глухих зажимах.

Соединения проводов и тросов производится с помощью соединительных зажимов, сварки или в совокупности.

8.5 Заземление ВЛ

ВЛ 110 кВ с металлическими и ж/б опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии грозотросами по всей длине, а ВЛ с грозотросами заземлены.

На каждом анкерном участке длиной до 10 км тросы должны быть заземлены в одной точке, путем устройства перемычек на анкерной опоре.

При подходе к ПС на 2-3 км тросы заземляются на каждой опоре.

Заземлители ВЛ проходят на глубине не менее 0,5 м. При установке в скальном грунте допускается прокладка лучевых заземлителей под разборным слоем над скальной породой при толщине слоя не менее 0,1 м, а при их отсутствии прокладка идет по поверхности с последующей заливкой цементом.

Сечение каждого спуска не должно быть менее 35 мм². Возможно применение стальных оцинкованных однопроволочных спусков диаметром не менее 6 мм. Сопротивление заземлителей не более 30 Ом.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

9.1. Расстановка комплексов защиты и автоматики

Ссылаясь на [3], на линии 110 кВ обязаны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

От замыканий на землю предусматривается ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита устанавливается только с тех сторон, откуда может быть подано питание [3].

На линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать токовые ступенчатые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. В том случае, если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, к примеру на головных участках, и если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, то обязательно предусматривается ступенчатая дистанционная защита. В данном случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени [3].

Для линий 110-220 кВ желательно осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (к примеру, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты [11].

Для организации защиты проектируемой линии необходима установка комплектов релейной защиты и автоматики на всех присоединениях.

9.2 Устройства релейной защиты от повреждения трансформаторов на реконструируемой ПС

ПУЭ и нормативная документация по релейной защите определяют виды и объем защиты в зависимости от типа трансформатора и места его установки.

Дифференциальная защита.

Дифференциальная защита устанавливается на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше и на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВ·А и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает достаточной чувствительности ($k_{\text{ч}} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Принцип действия дифференциальной защиты подробно описан в [3] и основывается на сравнении величин и направлении токов до и после защищаемого трансформатора.

Газовая защита.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах, имеющих масляное охлаждение и имеющих расширители.

Газовая защита имеет очень широкое применение в качестве чувствительной защиты, помогающая при возникновении внутренних повреждений (межвитковых замыканий), сопровождаемых электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к ухудшению свойств масла, изоляторов и образованию летучих газов.

Газовая защита обязательно устанавливается на трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше, а также на трансформаторах 1000 – 4000 кВ·А, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки. При наличии быстродействующей защите её применение допускается. На внутрицеховых трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и выше газовая защита является обязательной к применению, независимо от наличия других быстродействующих защит.

Токовая отсечка.

Для защиты трансформаторов мощностью менее 6300 кВ·А, и работающих одиночно, и трансформаторов мощностью менее 4000 кВ·А, работающих параллельно, устанавливается так называемая токовая отсечка, рассмотрение принципа действия приведен в [3].

Установка токовой отсечки происходит со стороны источника и получает питание от тех же трансформаторов тока, что и максимальная токовая защита от внешних КЗ.

Срабатывание уставки тока токовой отсечки можно определить из условия несрабатывания при повреждениях на отходящих линиях, со стороны нагрузки за трансформатором, по указанному выражению:

$$I_{ТО} \geq k_{ОТС} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (53)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты (1,3 – 1,4);

$I_{КЗ}^{(3)}$ - значение периодической составляющей тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ.

Чувствительность отсечки проверяется по выражению:

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{СР.ТО}}, \quad (54)$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ со стороны источника питания.

По известному значению тока трехфазного КЗ, ток двухфазного КЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{КЗ}^{(2)} \geq \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (55)$$

где $I_{K3}^{(3)}$ - ток трехфазного короткого замыкания.

Согласно ПУЭ чувствительность токовой отсечки ($k_{\text{ч}}$) при двухфазном КЗ в точке К1 должен быть не менее 2, если же он меньше 2, то в данном случае токовая отсечка должна использоваться только в качестве резервной защиты.

9.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора сделана с применением устройства «Сириус-ТЗ». Для осуществления выбора его параметров, для начала следует выбрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока, установленных на всех сторонах защищаемого трансформатора.

В соответствии с разделом «Общие уставки дифференциальной защиты трансформатора» необходимо выбрать следующие общие уставки устройства:

$I_{\text{номВН}}$ - номинальный вторичный ток ВН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{\text{номСН}}$ - номинальный вторичный ток СН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

$I_{\text{номНН}}$ - номинальный вторичный ток НН трансформатора, соответствующий его номинальной мощности;

группа ТТ ВН – группа сборки цифровых ТТ на стороне ВН;

группа ТТ НН – группа сборки цифровых ТТ на стороне НН;

размах РПН – размах регулирования РПН.

Таблица 27 – Выбор уставок тока на сторонах защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	35 кВ	6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	131,22	412,39	2405,63
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	150/5	500/5	3000/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном}}{K_I}$	4,37	4,12	4,01
Для ввода в устройство принимаются ближайšie величины токов с дискретностью 0,1, А	$I_{ном.ВН}, I_{ном.СН}, I_{ном.НН}$	4,4	4,1	4
Размах регулирования РПН, %		5%		

Определяем ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{с.з.} = K_{зан} \cdot I_{ном}, \quad (56)$$

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

$$I_{с.з.ВН} = 1,5 \cdot 131,22 = 196,83 \text{ А}$$

$$I_{c.з.CH} = 1,5 \cdot 412,39 = 618,59 \text{ A}$$

$$I_{c.з.BH} = 1,5 \cdot 2405,63 = 3608,45 \text{ A}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з} \cdot K_{cx}}{n_{TA}}; \quad (56)$$

$$I_{c.p.BH} = \frac{196,83 \cdot 5}{150} = 6,6 \text{ A}$$

$$I_{c.p.CH} = \frac{618,59 \cdot 5}{500} = 6,19 \text{ A}$$

$$I_{c.p.HH} = \frac{3608,45 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{3000} = 10,42 \text{ A}$$

Токи во вторичных цепях трансформаторов тока:

$$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{cx}}{n_{TA}} \quad (57)$$

$$I_{B.ном} = \frac{131,22 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{300} = 3,79 \text{ A}$$

$$I_{C.ном} = \frac{412,39 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{1000} = 3,57 \text{ A}$$

$$I_{H.ном} = \frac{2405,63 \cdot 5}{6000} = 20,04 \text{ А}$$

Для срабатывания «реле» нужно, чтобы в магнитопроводе появился $F=110$ А·витков.

Определяем количество витков, чтобы реле находилось на грани срабатывания для основной стороны:

$$W_{расч} = \frac{F}{I_{с.р}} \quad (58)$$

$$W_{расч} = \frac{100}{3,79} = 26,39$$

Полученное число витков всегда округляем до ближайшего меньшего целого: $W_{уст}=26$ витков.

Учитывая выбранное число витков определяем уточненное значение тока срабатывания реле и защиты:

$$I_{с.р} = \frac{F}{W_{уст}} \quad (59)$$

$$I_{с.р} = \frac{100}{26} = 3,8 \text{ А}$$

$$I_{с.з} = \frac{I_{с.р} \cdot n_{ТА}}{K_{ex.ВН}} \quad (60)$$

$$I_{с.з} = \frac{3,8 \cdot 100}{5} = 76 \text{ А}$$

Предварительная проверка чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (61)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6610}{76} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 75,32 \geq 2$$

Таким образом, это реле проходит по чувствительности.

Далее определим число витков для тока, чтобы не сработала защита при внешних КЗ:

$$W_{\text{расч.НН}} = \frac{I_{\text{В.ном}} \cdot W_{\text{уст}}}{I_{\text{Н.ном}}} \quad (62)$$

$$W_{\text{расч.НН}} = \frac{3,79 \cdot 26}{20,04} = 4,92$$

$$W_{\text{расч.СН}} = \frac{3,79 \cdot 26}{3,57} = 27,6$$

$$W_{\text{расч.НН}} = 4 \text{ ВИТКОВ}$$

$$W_{\text{расч.СН}} = 27 \text{ ВИТКОВ}$$

Определим количество витков в тормозной обмотке:

$$W_{\text{Т.расч}} \geq \frac{K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{нб}\Sigma} \cdot W_{\text{расч}}}{I_{\text{КЗ.внеш.мах}} \cdot \text{tg}\alpha} \quad (63)$$

$$I_{нб\Sigma} = (K_a \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \left(\frac{\Delta U_{\text{рез\%}}}{100}\right) + \left|\frac{W_{\text{расч}} - W_{\text{уст}}}{W_{\text{расч}}}\right|) \cdot I_{\text{КЗ.внеш.мах}} \quad (64)$$

$$I_{нб\Sigma_{HH}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \left(\frac{1,5}{100}\right) + \left|\frac{4,92 - 4}{4,92}\right|) \cdot 8840 = 2669$$

$$W_{\text{Т.расч.НН}} \geq \frac{1,5 \cdot 2669 \cdot 4,92}{8840 \cdot 0,75} = 2,97$$

На тормозной обмотке ставим 3 витка.

$$I_{нб\Sigma_{HH}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \left(\frac{1,5}{100}\right) + \left|\frac{27,6 - 27}{27,6}\right|) \cdot 8840 = 1208,77$$

$$W_{\text{Т.расч.НН}} \geq \frac{1,5 \cdot 1208,77 \cdot 27,6}{8840 \cdot 0,75} = 7,55$$

На тормозной обмотке ставим 8 витков.

9.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты

Расчёт уставок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора.

Токовая отсечка контролирует три фазовых тока высшей стороны трансформатора $I_{A \text{ ВН}}$, $I_{B \text{ ВН}}$, $I_{C \text{ ВН}}$ и предназначена для защиты от всех КЗ. Она может отстраиваться от максимального тока внешнего КЗ. Ток внешнего КЗ – это ток КЗ в точке К1, приведенный к стороне высшего напряжения, в нашем примере он равен:

$$I_{\text{К1}}^{(3)\text{ВН}} = 8840 \text{ А.}$$

Тогда для СН получим:

$$I_{TO} \geq 1,3 \cdot 8840 = 11492 \text{ А.}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включены на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен, А:

$$I_{cp.mo} \geq \frac{I_{TO} \cdot K_{CX}}{K_{TT.BH}}. \quad (65)$$

$$I_{cp.mo} \geq \frac{11492 \cdot 1}{150 / 5} = 383,1 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 400,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве защиты «Сириус-ТЗ». Принимаем $I_{cp.mo} = 383,1 \text{ А}$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{I_{cp.mo} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX}}. \quad (66)$$

$$I_{TO} \geq \frac{383,1 \cdot 150 / 5}{1} = 11493 \text{ А.}$$

Для проверки чувствительности необходимо знать двухфазный ток короткого замыкания на выводах 110 кВ трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы.

По известному значению тока трехфазного КЗ в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8840 = 7655,7 \text{ А.}$$

$$k_v \geq \frac{7655,7}{11493} = 0,66 > 0,6$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-ТЗ».

Выбираем время срабатывания токовой отсечки.

Так как уставка токовой отсечки выбрана по выражению, то она будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, исходя из этого, выдержка по времени токовой отсечки принимаем $t_{то} = 0,1$ с.

Резервная максимально токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для трехобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН и СН нет нужды использования МТЗ НН/СН. Поэтому МТЗ НН/СН выводится из работы, а уставки МТЗ НН/СН задаются максимальными величинами в устройстве «Сириус-ТЗ».

Расчёт уставок максимальной токовой защиты на стороне ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

Рассчитывая уставки МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле - $k_B = 0,92$; коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки - $k_{OTC} = 1,2$; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий - $k_C = 1,1$, согласно рекомендациям [].

Вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (67)$$

где $S_{наг.ВН}$ - максимальная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$U_{ном.ВН}$ - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{max} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,22 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки $k_{OTC} = 1,2$ согласно [3]; коэффициент самозапуска двигателей $k_{ЗАП} = 1,5$ согласно [3]; коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-ТЗ» $k_B = 0,92$ согласно [3].

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 131,22 = 256,73 \text{ А.}$$

Максимально токовая защита подключена к трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{cp.to} \geq \frac{256,73 \cdot 1}{150 / 5} = 8,55 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 400,00 А с дискретностью 0,01, поэтому ток уставки МТЗ-2 ВН принимается ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-ТЗ». Принимаем $I_{cp.mtz} = 102,71 \text{ А}$.

Далее необходим расчет действительного тока срабатывания МТЗ-2 ВН по формуле:

$$I_{TO} \geq \frac{8,55 \cdot 150 / 5}{1} = 256,5 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне НН (в точке КЗ):

$$k_{\text{чНН}} \geq \frac{11730}{256,5} = 45,73 > 1,5.$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-ТЗ» по следующей формуле, с:

$$t_{MT3} = t_{\max} + \Delta t, \tag{68}$$

где t_{\max} - максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

Δt - ступень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{MT3} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-ТЗ».

Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

Обычно, защита от перегрузки устанавливается на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки трехобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «Сириус-ТЗ» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН и СН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Согласно [3] уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{В.ном}, \quad (69)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

k_B - коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-ТЗ» равен 0,92, согласно [3];

$I_{В.ном}$ - номинальный вторичный ток трансформатора на стороне, где устанавливается защита от перегрузки, в соответствии с [3] рекомендуют

определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН, СН и НН равны 4,4, 4,1 и 4,0. Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{\text{ПЕР.ВН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,4 = 5,02 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ПЕР.СН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,1 = 4,68 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ПЕР.НН}} \geq \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,0 = 4,56 \text{ А.}$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит.

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени « $T_{\text{ПЕРЕГР}}$ » в устройстве «Сириус-ТЗ».

9.5 Релейная защита воздушной линии напряжением 110 кВ

Основные требования, предъявляемые к устройствам РЗ в сетях 110

1) Чувствительность. В сетях 110 кВ требуемая чувствительность устройств РЗ достигается сложнее, чем в сетях 6-35 кВ, так как:

2) Сети 110 кВ работают с заземленной нейтралью, следовательно, необходимо обеспечивать чувствительность устройств РЗА не только к

междуфазным КЗ (трехфазным и двухфазным), но также и к КЗ на землю: однофазным и двухфазным.

3) Сети 110 кВ имеют сложную контурную конфигурацию с большим количеством источников питания. В таких сетях чувствительность устройств РЗ обеспечить очень сложно, так как могут случиться ситуации, когда максимальные токи нагрузки ВЛ превышают минимальные токи КЗ.

Выводы. Вышеуказанные требования к устройствам РЗ в сетях 110 приводят к сложной конструкции защит. Поэтому в сетях 110 кВ применяются в разы более сложные защиты, чем в сетях 6-35 кВ.

Дистанционные защиты применяются в сетях по строению сетей, где по логике быстрого действия и чувствительности не могут быть использованы более простые максимальные токовые и направленные токовые защиты.

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с устройством направления мощности или без него.

Для обеспечения приведенных выше требований по защите линии принимаются шкафы серии ШМЗЛ. Так как они предназначены для использования в качестве основной и резервной защиты. А также может использоваться только как резервная защита одиночных и параллельных ВЛ 110-220 кВ. Эти шкафы устанавливаются как на реконструируемых, так и на вновь строящихся подстанциях.

В состав функций защит шкафа входят:

- трехступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий с блокировкой при раскачках и неполадках в цепях напряжения;
- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности для защиты от короткого замыкания с землей;
- токовая отсечка и ненаправленная максимальная токовая защита;

10 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Расчет установившихся режимов требуется для оценки возможности их существования, анализа уровня напряжений в узлах и регулирования этого напряжения, определения перетоков мощности по ЛЭП и через трансформаторы. Также для определения и анализа потерь мощности в элементах сети и в сети в целом.

Исходными данными режима являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети и параметры ее элементов.

Расчет режима сети проводим в ПВК «RastrWin 3».

Эквивалентом сети для расчета режима принимается участок Надеждинского района и прилегающие к ней сети и включает в себя АТЭЦ, ПС Давыдовка, ПС Западная, ПС Кипарисово, ПС Раздольное-1, ПС Раздольное-2, ПС Силикатная, ПС Тереховка, ПС Шахтовая, ПС Шахта-7, ПС Пушкинская, ПС Артемовская, ПС Уссурийск-1, ПС Уссурийск-2, ПС Междуречье, ПС УКФ.

Для расчета установившегося режима требуется рассчитать параметры составляющих элементов сети. Этими параметрами является: активное и индуктивное сопротивление, емкостная проводимость линии, активное и индуктивное сопротивление трансформаторов, активная и реактивная генерируемая мощность источника питания и т.д.

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{вл}, \quad (70)$$

где r_0 – активное сопротивление линии на 1 км длины;

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{вл} \quad (71)$$

где x_0 – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины;

Реактивная проводимость ЛЭП:

$$B_{ВЛ} = b_0 \cdot l_{вл}, \quad (72)$$

где g_0 – удельная емкостная проводимость линии на 1 км длины.

Силовые трансформаторы вводятся сопротивлением каждой ступени трансформатора, и так же реактивной и активной проводимостью. Кроме этого необходимо указать коэффициенты трансформации идеализированных трансформаторов, не имеющих сопротивления.

Коэффициент трансформации двухобмоточного трансформатора считают по формуле:

$$K_{ТН} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}, \quad (73)$$

где $U_{ВН}$, $U_{НН}$ – напряжение высокой и низкой стороны.

10.1 Расчет максимального режима и его анализ

Расчет максимального режима необходим для определения работоспособности сети в часы максимальной нагрузки.

Результаты расчета максимального установившегося режима сведены в таблицы 28-35.

Таблица 28 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	Номер	Название	Uном, кВ	Pнагр, МВт	Qнагр, МВар	Pген, МВт	Qген, МВар	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	Генератор 8	10	0	0	100.0	25.9	11
Нагр	2	ВН АТЭЦ	220	0	0	0	0	224,87
Ген	3	Генератор 7	10	0	0	100.0	35.0	11

Продолжение таблицы 28

Нагр	4	Нейтраль АТ7	220	0	0	0	0	223,05
База	5	СН АТЭЦ	110	0	0	-366,3	-68,6	118,03
Ген	6	Генератор 6	10	0	0	100	29,2	11
Ген	7	Генератор 5	10	0	0	100	29,2	11
Нагр	8	Нейтраль Т4	110	0	0	0	0	116,48
Нагр	9	НН Т4	10	0	0	0	0	11
Нагр	10	НН АТЭЦ	35	0	0	0	0	33,76
Нагр	11	Шахта 7	110	9,9	3,9	0	0	117,24
Нагр	12	Западная ВН	110	0	0	0	0	117,07
Нагр	13	Нейтраль т1 Западная	110	0	0	0	0	115,60
Нагр	14	СН Западная	35	10,3	4,1	0	0	37,56
Нагр	15	НН Западная	6	11,3	4,5	0	0	5,99
Нагр	16	Нейтраль т2 Западная	110	0	0	0	0	115,60
Нагр	17	Давыдовка ВН	110	37,7	9,4	0	0	116,11
Нагр	18	Нейтраль т1 Давыдовка	110	0	0	0	0	115,69
Нагр	19	СН Давыдовка	35	1,8	0,7	0	0	38,17
Нагр	20	НН Давыдовка	6	2,2	0,9	0	0	6,01
Нагр	21	Нейтраль т2 Давыдовка	110	0	0	0	0	115,69
Нагр	22	Отпайка кипарисово	110	0	0	0	0	117,26
Нагр	23	Раздольное 1	110	2,8	1,1	0	0	117,33
Нагр	24	Кипарисово	110	1,0	0,4	0	0	117,26
Нагр	25	Пушкинская	110	0,1	0,1	0	0	117,07
Нагр	26	Раздольное 2	110	0,5	0,2	0	0	117,37
Нагр	27	Тереховка	110	0,6	0,2	0	0	118,33
Нагр	28	Уссурийск-1	110	6,0	2,4	0	0	119,26
Нагр	29	УКФ	110	5,7	2,3	0	0	120,01
Нагр	30	Междуречье	110	5,1	2,1	0	0	120,63
Нагр	31	Уссурийск-2 СН	110	0	0	0	0	120,97

Продолжение таблицы 28

Нагр	32	Уссурийск/т	110	9,5	3,8	0	0	119,76
Нагр	33	Надеждинская/т	110	8,5	3,4	0	0	117,88
Нагр	34	Шахтовкая	35	6,2	2,5	0	0	32,40
Нагр	35	Артемовская	35	10,1	4,0	0	0	32,02
Нагр	36	Уссурийск-2 ВН	220	0	0	110	40	239,98
Нагр	37	Уссурийск-2 НН	10	0	0	0	0	10,46
Нагр	38	Нейтраль У-2	220	0	0	0	0	232,54

Таблица 29 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Коэф. транс
1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	2	1	ВН АТЭЦ – Генератор 8	1,08	39,70	-	0,05
Тр-р	2	4	ВН АТЭЦ – Нейтраль АТ7	0,2	25,5	-	1,00
Тр-р	4	3	Нейтраль АТ7 – Генератор 7	0,2	45,10	-	0,05
Тр-р	4	5	Нейтраль АТ7 – СН АТЭЦ	0,4	-	-	0,53
Тр-р	5	6	СН АТЭЦ – Генератор 6	0,37	12,30	-	0,09
Тр-р	5	7	СН АТЭЦ – Генератор 5	0,37	12,30	-	0,09
Тр-р	5	8	СН АТЭЦ – Нейтраль Т4	0,50	22,00	-	1,00
Тр-р	8	9	Нейтраль Т4 – ННТ4	0,50	13,60	-	0,09
Тр-р	8	10	Нейтраль Т4 – НН АТЭЦ	0,50	-	-	0,29
ЛЭП	11	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	2,85	6,05	-40	-
ЛЭП	12	11	Западная ВН – Шахта 7	1,49	2,56	-20	-
Тр-р	12	13	Западная ВН – Нейтраль т1 Западная	0,80	35,5	-	1,00
Тр-р	13	14	Нейтрально т1 Западная – СН Западная	0,80	-	-	0,32
Тр-р	13	15	Нейтраль т1 Западная – НН Западная	0,80	22,30	-	0,05
Тр-р	12	16	Западная ВН – Нейтраль т2 Западная	0,80	35,50	-	1,00

Продолжение таблицы 29

Тр-р	16	14	Нейтраль т2 Западная – СН Западная	0,80	-	-	0,05
Тр-р	16	15	Нейтраль т2 Западная – НН Западная	0,80	22,30	-	0,05
Тр-р	17	12	Давыдовка ВН - Западная	4,84	8,31	-50	-
Тр-р	17	12	Давыдовка ВН - Западная	5,95	8,44	-50	-
Тр-р	17	18	Давыдовка ВН – Нейтраль т1 Давыдовка	1,50	56,90	-	1,00
Тр-р	18	19	Нейтраль Т1 Давыдовка – СН Давыдовка	1,50	-	-	0,33
Тр-р	18	20	Нейтраль т1 Давыдовка – НН Давыдовка	1,50	35,79	-	0,052
Тр-р	17	21	Давыдовка ВН – Нейтраль т2 Давыдовка	1,50	56,90	-	1,00
Тр-р	21	19	Нейтраль т2 Давыдовка – СН Давыдовка	1,50	-	-	0,33
Тр-р	21	20	Нейтраль т2 Давыдовка – НН Давыдовка	1,50	35,70	-	0,05
ЛЭП	22	12	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	5,01	8,58	-50	-
ЛЭП	23	22	Раздольное 1 – отпайка Кипарисово	2,26	3,89	-50	-
ЛЭП	22	24	Отпайка Кипарисово - Кипарисово	0,01	0,02	-50	-
ЛЭП	23	25	Раздольное 1 -Пушкинская	1,83	3,88	-30	-
ЛЭП	25	17	Пушкинская – Давыдовка ВН	6,27	13,3	-90	-
ЛЭП	26	23	Раздольное 2 – Раздольное 1	0,19	0,34	-10	-
ЛЭП	27	26	Тереховка – Раздольное 2	4,88	8,37	-50	-
ЛЭП	28	27	Уссурйск-1 - Тереховка	4,76	8,16	-50	-
ЛЭП	5	28	СН АТЭЦ – Уссурйск-1	3,09	7,89	-50	-
ЛЭП	29	28	УКФ – Уссурйск - 1	0,91	3,09	-50	-

Продолжение таблицы 29

ЛЭП	30	29	Междуречье - УКФ	0,67	2,26	-20	-
ЛЭП	31	30	Уссурийск-2 СН – Междуречье	1,31	4,43	-30	-
ЛЭП	31	32	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	4,74	6,73	-40	-
ЛЭП	32	33	Уссурийск/т – Надеждинская/т	4,99	10,58	-70	-
ЛЭП	33	12	Надеждинская/т – Западная ВН	3,25	6,89	-40	-
ЛЭП	10	34	НН АТЭЦ – Шахтовая	1,29	3,31	-20	-
ЛЭП	34	35	Шахтовая - Артемовская	0,71	1,22	-10	-
ЛЭП	35	14	Артемовская – СН Западная	4,76	4,72	-30	-
Тр-р	36	38	Уссурийск-2 ВН – нейтраль У-2	0,50	48,60	-	1,00
Тр-р	38	31	Нейтраль У-2 – Уссурийск-2 СН	0,50	-	-	0,53
Тр-р	38	37	Нейтраль У-2 – Уссурийск-2 НН	0,50	82,5	-	0,05
ЛЭП	5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	6,91	14,66	-94	-
ЛЭП	5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	6,91	14,66	-94	-

Таблица 30 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	U, кВ	ΔU , %
1	2	3
Генератор 8	10,5	5,00
Генератор 7	10,5	5,00
СН АТЭЦ	118,03	7,30
Генератор 6	10,5	5,00
Генератор 5	10,5	5,00
Нейтраль Т4	116,48	5,89
НН Т4	10,60	5,99

Продолжение таблицы 30

Шахта 7	117,24	6,58
Западная ВН	117,07	6,42
Нейтраль т1 Западная	115,60	5,09
СН Западная	37,56	7,31
Нейтраль т2 Западная	115,60	5,09
Давыдовка ВН	116,11	5,55
Нейтраль т1 Давыдовка	115,69	5,17
СН Давыдовка	38,17	9,06
Нейтраль т2 Давыдовка	115,69	5,17
Раздольное 1	117,33	6,66
Отпайка Кипарисово	117,26	6,60
Кипарисово	117,26	6,60
Пушкинская	117,07	6,43
Раздольное 2	117,37	6,70
Тереховка	118,33	7,57
Уссурийск-1	119,26	8,42
УКФ	120,01	9,10
Междуречье	120,63	9,66
Уссурийск-2 СН	120,97	9,69
Уссурийск/т	119,79	8,88
Надеждинская/т	117,88	7,16
Шахтовая	32,40	-7,44
Артемовская	32,02	-8,51
Уссурийск-2 ВН	239,98	9,08
Нейтраль У-2	232,54	5,70

По результатам таблицы 30, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 31 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 31 – Токовая загрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
35	14	Артемовская – СН Западная	-	-	-	-	-
34	35	Шахтовая – Артемовская	195	196	265	265	73,8
27	26	Тереховка – Раздольное 2	91	92	300	300	30,6
17	12	Давыдовка ВН – Западная ВН	83	83	338	338	25,3
17	12	Давыдовка ВН – Западная ВН	78	77	330	330	23,5
32	33	Уссурийск/т – Надеждинская/т	164	165	330	330	50
12	11	Западная ВН – Шахта 7	70	69	337	337	20,7
22	12	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	14	16	375	375	4,3
23	22	Раздольное 1 – Отпайка Кипарисово	18	19	375	375	4,9
22	24	Отпайка Кипарисово – Кипарисово	5	5	375	375	1,5
25	17	Пушкинская – Давыдовка ВН	53	55	375	375	14,7
26	23	Раздольное 2 – Раздольное 1	85	85	375	375	22,7
28	27	Уссурийск- 1 – Тереховка	89	90	375	375	24
23	25	Раздольное 1 – Пушкинская	53	54	422	422	12,7
5	28	СН АТЭЦ – Уссурийск-1	111	109	422	422	26,2

Продолжение таблицы 31

33	12	Надеждинская/т – Западная ВН	121	122	422	422	28,8
31	32	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	212	213	442	442	48,2
5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	62	64	450	450	14,2
5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	62	64	450	450	14,2
10	34	НН АТЭЦ – Шахтовая	115	115	510	510	22,5
11	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	122	121	600	600	20,3
29	28	УКФ – Уссурийск-1	228	229	600	600	38,2
30	29	Междуречье – УКФ	257	257	600	600	42,9
31	30	Уссурийск-2 СН - Междуречье	283	282	600	600	47,2

Инач – ток в начале ЛЭП

Икон – ток в конце ЛЭП

Идоп и Идоп.расч – фактический и расчетный допустимый ток в ЛЭП

Самой загруженной линией в данном режиме является «Шахтовая – Артемовская».

Для того, чтобы убедиться, что в будущем данная система будет работоспособна, мы так же рассчитываем максимальный режим по прогнозам через 5 лет.

Таблица 32 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	Номер	Название	Uном, кВ	Pнагр, МВт	Qнагр, МВар	Pген, МВт	Qген, МВар	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	Генератор 8	10	0	0	100.0	25.9	11
Нагр	2	ВН АТЭЦ	220	0	0	0	0	224,87
Ген	3	Генератор 7	10	0	0	100.0	35.0	11

Продолжение таблицы 32

Нагр	4	Нейтраль АТ7	220	0	0	0	0	223,05
База	5	СН АТЭЦ	110	0	0	-366,3	-68,6	118,03
Ген	6	Генератор 6	10	0	0	100	29,2	11
Ген	7	Генератор 5	10	0	0	100	29,2	11
Нагр	8	Нейтраль Т4	110	0	0	0	0	116,38
Нагр	9	НН Т4	10	0	0	0	0	10,59
Нагр	10	НН АТЭЦ	35	0	0	0	0	33,73
Нагр	11	Шахта 7	110	11,2	4,2	0	0	117,10
Нагр	12	Западная ВН	110	0	0	0	0	116,88
Нагр	13	Нейтраль т1 Западная	110	0	0	0	0	115,29
Нагр	14	СН Западная	35	11,3	4,5	0	0	37,46
Нагр	15	НН Западная	6	12,3	4,8	0	0	5,97
Нагр	16	Нейтраль т2 Западная	110	0	0	0	0	115,29
Нагр	17	Давыдовка ВН	110	39,7	11,4	0	0	115,80
Нагр	18	Нейтраль т1 Давыдовка	110	0	0	0	0	115,33
Нагр	19	СН Давыдовка	35	2,1	0,9	0	0	38,05
Нагр	20	НН Давыдовка	6	2,3	0,9	0	0	5,99
Нагр	21	Нейтраль т2 Давыдовка	110	0	0	0	0	115,33
Нагр	22	Отпайка кипарисово	110	0	0	0	0	117,12
Нагр	23	Раздольное 1	110	3,0	1,2	0	0	117,05
Нагр	24	Кипарисово	110	1,2	0,5	0	0	117,05
Нагр	25	Пушкинская	110	0,1	0,1	0	0	116,84
Нагр	26	Раздольное 2	110	0,6	0,2	0	0	117,15
Нагр	27	Тереховка	110	0,7	0,3	0	0	118,17
Нагр	28	Уссурийск-1	110	6,1	2,4	0	0	119,17
Нагр	29	УКФ	110	5,8	2,3	0	0	119,90
Нагр	30	Междуречье	110	5,3	2,2	0	0	120,51
Нагр	31	Уссурийск-2 СН	110	0	0	0	0	121,84
Нагр	32	Уссурийск/т	110	9,6	3,9	0	0	119,61

Продолжение таблицы 32

Нагр	33	Надеждинская/т	110	8,6	3,5	0	0	117,70
Нагр	34	Шахтовкая	35	6,3	2,5	0	0	32,31
Нагр	35	Артемовская	35	10,7	4,3	0	0	31,90
Нагр	36	Уссурийск-2 ВН	220	0	0	110	40	239,73
Нагр	37	Уссурийск-2 НН	10	0	0	0	0	10,45
Нагр	38	Нейтраль У-2	220	0	0	0	0	232,30

Таблица 33 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	Ннач	Нкон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Коэф. транс
1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	2	1	ВН АТЭЦ – Генератор 8	1,08	39,70	-	0,05
Тр-р	2	4	ВН АТЭЦ – Нейтраль АТ7	0,2	25,5	-	1,00
Тр-р	4	3	Нейтраль АТ7 – Генератор 7	0,2	45,10	-	0,05
Тр-р	4	5	Нейтраль АТ7 – СН АТЭЦ	0,4	-	-	0,53
Тр-р	5	6	СН АТЭЦ – Генератор 6	0,37	12,30	-	0,09
Тр-р	5	7	СН АТЭЦ – Генератор 5	0,37	12,30	-	0,09
Тр-р	5	8	СН АТЭЦ – Нейтраль Т4	0,50	22,00	-	1,00
Тр-р	8	9	Нейтраль Т4 – ННТ4	0,50	13,60	-	0,09
Тр-р	8	10	Нейтраль Т4 – НН АТЭЦ	0,50	-	-	0,29
ЛЭП	11	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	2,85	6,05	-40	-
ЛЭП	12	11	Западная ВН – Шахта 7	1,49	2,56	-20	-
Тр-р	12	13	Западная ВН – Нейтраль т1 Западная	0,80	35,5	-	1,00
Тр-р	13	14	Нейтрально т1 Западная – СН Западная	0,80	-	-	0,32
Тр-р	13	15	Нейтраль т1 Западная – НН Западная	0,80	22,30	-	0,05
Тр-р	12	16	Западная ВН – Нейтраль т2 Западная	0,80	35,50	-	1,00

Продолжение таблицы 33

Тр-р	16	14	Нейтраль т2 Западная – СН Западная	0,80	-	-	0,05
Тр-р	16	15	Нейтраль т2 Западная – НН Западная	0,80	22,30	-	0,05
Тр-р	17	12	Давыдовка ВН - Западная	4,84	8,31	-50	-
Тр-р	17	12	Давыдовка ВН - Западная	5,95	8,44	-50	-
Тр-р	17	18	Давыдовка ВН – Нейтраль т1 Давыдовка	1,50	56,90	-	1,00
Тр-р	18	19	Нейтраль Т1 Давыдовка – СН Давыдовка	1,50	-	-	0,33
Тр-р	18	20	Нейтраль т1 Давыдовка – НН Давыдовка	1,50	35,79	-	0,052
Тр-р	17	21	Давыдовка ВН – Нейтраль т2 Давыдовка	1,50	56,90	-	1,00
Тр-р	21	19	Нейтраль т2 Давыдовка – СН Давыдовка	1,50	-	-	0,33
Тр-р	21	20	Нейтраль т2 Давыдовка – НН Давыдовка	1,50	35,70	-	0,05
ЛЭП	22	12	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	5,01	8,58	-50	-
ЛЭП	23	22	Раздольное 1 – отпайка Кипарисово	2,26	3,89	-50	-
ЛЭП	22	24	Отпайка Кипарисово - Кипарисово	0,01	0,02	-50	-
ЛЭП	23	25	Раздольное 1 -Пушкинская	1,83	3,88	-30	-
ЛЭП	25	17	Пушкинская – Давыдовка ВН	6,27	13,3	-90	-
ЛЭП	26	23	Раздольное 2 – Раздольное 1	0,19	0,34	-10	-
ЛЭП	27	26	Тереховка – Раздольное 2	4,88	8,37	-50	-
ЛЭП	28	27	Уссурйск-1 - Тереховка	4,76	8,16	-50	-
ЛЭП	5	28	СН АТЭЦ – Уссурйск-1	3,09	7,89	-50	-
ЛЭП	29	28	УКФ – Уссурйск - 1	0,91	3,09	-50	-

Продолжение таблицы 33

ЛЭП	30	29	Междуречье - УКФ	0,67	2,26	-20	-
ЛЭП	31	30	Уссурийск-2 СН – Междуречье	1,31	4,43	-30	-
ЛЭП	31	32	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	4,74	6,73	-40	-
ЛЭП	32	33	Уссурийск/т – Надеждинская/т	4,99	10,58	-70	-
ЛЭП	33	12	Надеждинская/т – Западная ВН	3,25	6,89	-40	-
ЛЭП	10	34	НН АТЭЦ – Шахтовая	1,29	3,31	-20	-
ЛЭП	34	35	Шахтовая - Артемовская	0,71	1,22	-10	-
ЛЭП	35	14	Артемовская – СН Западная	4,76	4,72	-30	-
Тр-р	36	38	Уссурийск-2 ВН – нейтраль У-2	0,50	48,60	-	1,00
Тр-р	38	31	Нейтраль У-2 – Уссурийск-2 СН	0,50	-	-	0,53
Тр-р	38	37	Нейтраль У-2 – Уссурийск-2 НН	0,50	82,5	-	0,05
ЛЭП	5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	6,91	14,66	-94	-
ЛЭП	5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	6,91	14,66	-94	-

Таблица 34 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	U, кВ	ΔU , %
1	2	3
Генератор 8	10,5	5,00
Генератор 7	10,5	5,00
СН АТЭЦ	118,03	7,30
Генератор 6	10,5	5,00
Генератор 5	10,5	5,00
Нейтраль Т4	116,38	5,81
НН Т4	10,59	5,92

Продолжение таблицы 34

Шахта 7	117,10	6,45
Западная ВН	116,88	6,25
СН Западная	37,46	7,02
Давыдовка ВН	115,80	5,28
СН Давыдовка	38,05	8,72
Раздольное 1	117,12	6,47
Отпайка Кипарисово	117,05	6,41
Кипарисово	117,05	6,41
Пушкинская	116,84	6,21
Раздольное 2	117,15	6,50
Тереховка	118,17	7,43
Уссурийск-1	119,17	8,34
УКФ	119,90	9,00
Междуречье	120,51	9,55
Уссурийск-2 СН	121,84	9,63
Уссурийск/т	119,61	8,73
Надеждинская/т	117,70	7,00
Шахтовая	32,31	-7,69
Артемовская	31,90	-8,85
Уссурийск-2 ВН	239,73	8,97
Нейтраль У-2	232,30	5,59

По результатам таблицы 34, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 35 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 35 – Токовая загрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
35	14	Артемовская – СН Западная	-	-	-	-	-
34	35	Шахтовая – Артемовская	195	196	265	265	73,8
27	26	Тереховка – Раздольное 2	91	92	300	300	30,6
17	12	Давыдовка ВН – Западная ВН	84	83	330	330	25,3
17	12	Давыдовка ВН – Западная ВН	90	89	330	330	27,2
32	33	Уссурийск/т – Надеждинская/т	166	167	339	339	49,2
12	11	Западная ВН – Шахта 7	80	80	337	337	23,8
22	12	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	13	13	375	375	4,0
23	22	Раздольное 1 – Отпайка Кипарисово	18	18	375	375	4,9
22	24	Отпайка Кипарисово – Кипарисово	6	6	375	375	1,7
25	17	Пушкинская – Давыдовка ВН	56	56	375	375	13,3
26	23	Раздольное 2 – Раздольное 1	89	89	375	375	23,7
28	27	Уссурийск- 1 – Тереховка	94	94	375	375	25,2
23	25	Раздольное 1 – Пушкинская	56	56	422	422	13,3
5	28	СН АТЭЦ – Уссурийск-1	102	101	422	422	24,2

Продолжение таблицы 35

33	12	Надеждинская/т – Западная ВН	122	123	422	422	29,0
31	32	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	214	215	422	422	48,7
5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	48	50	450	450	11,2
5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	48	50	450	450	11,2
10	34	НН АТЭЦ – Шахтовая	314	315	510	510	61,7
11	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	99	98	600	600	16,5
29	28	УКФ – Уссурийск-1	231	233	600	600	38,8
30	29	Междуречье – УКФ	261	261	600	600	43,5
31	30	Уссурийск-2 СН - Междуречье	286	287	600	600	47,8

Инач – ток в начале ЛЭП

Икон – ток в конце ЛЭП

Идоп и Идоп.расч – фактический и расчетный допустимый ток в ЛЭП

10.2 Расчет минимального режима и его анализ

Результаты расчета минимального установившегося режима сведены в таблицы 36-43

Таблица 36 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	Номер	Название	Uном, кВ	Pнагр, МВт	Qнагр, МВар	Pген, МВт	Qген, МВар	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	Генератор 8	10	0	0	100.0	25.9	11
Нагр	2	ВН АТЭЦ	220	0	0	0	0	224,87
Ген	3	Генератор 7	10	0	0	100.0	35.0	11
Нагр	4	Нейтраль АТ7	220	0	0	0	0	223,05

Продолжение таблицы 36

База	5	СН АТЭЦ	110	0	0	-409,1	-84,1	118,03
Ген	6	Генератор 6	10	0	0	100	29,2	11
Ген	7	Генератор 5	10	0	0	100	29,2	11
Нагр	8	Нейтраль Т4	110	0	0	0	0	116,39
Нагр	9	НН Т4	10	0	0	0	0	10,9
Нагр	10	НН АТЭЦ	35	0	0	0	0	33,73
Нагр	11	Шахта 7	110	5,6	2,2	0	0	117,88
Нагр	12	Западная ВН	110	0	0	0	0	117,92
Нагр	13	Нейтраль т1 Западная	110	0	0	0	0	117,17
Нагр	14	СН Западная	35	7,1	2,5	0	0	38,07
Нагр	15	НН Западная	6	5,2	2,1	0	0	6,08
Нагр	16	Нейтраль т2 Западная	110	0	0	0	0	117,17
Нагр	17	Давыдовка ВН	110	20,1	5,4	0	0	117,48
Нагр	18	Нейтраль т1 Давыдовка	110	0	0	0	0	117,23
Нагр	19	СН Давыдовка	35	1,5	0,5	0	0	38,68
Нагр	20	НН Давыдовка	6	1,1	0,5	0	0	6,09
Нагр	21	Нейтраль т2 Давыдовка	110	0	0	0	0	117,23
Нагр	22	Отпайка кипарисово	110	0	0	0	0	118,35
Нагр	23	Раздольное 1	110	1,9	0,8	0	0	118,24
Нагр	24	Кипарисово	110	0,5	0,2	0	0	118,24
Нагр	25	Пушкинская	110	0,1	0,1	0	0	118,17
Нагр	26	Раздольное 2	110	0,2	0,1	0	0	118,38
Нагр	27	Тереховка	110	0,6	0,2	0	0	119,15
Нагр	28	Уссурийск-1	110	3,5	1,4	0	0	119,89
Нагр	29	УКФ	110	0,9	0,3	0	0	120,76
Нагр	30	Междуречье	110	3,1	1,2	0	0	121,41
Нагр	31	Уссурийск-2 СН	110	0	0	0	0	121,75
Нагр	32	Уссурийск/т	110	9,6	3,9	0	0	120,56

Продолжение таблицы 36

Нагр	33	Надеждинская/т	110	8,6	3,5	0	0	118,71
Нагр	34	Шахтовкая	35	6,3	2,5	0	0	32,31
Нагр	35	Артемовская	35	10,7	4,3	0	0	31,90
Нагр	36	Уссурийск-2 ВН	220	0	0	110	40	241,43
Нагр	37	Уссурийск-2 НН	10	0	0	0	0	10,53
Нагр	38	Нейтраль У-2	220	0	0	0	0	232,03

Таблица 37 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	N_нач	N_кон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Коэф. транс
1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	2	1	ВН АТЭЦ – Генератор 8	1,08	39,70	-	0,05
Тр-р	2	4	ВН АТЭЦ – Нейтраль АТ7	0,2	25,5	-	1,00
Тр-р	4	3	Нейтраль АТ7 – Генератор 7	0,2	45,10	-	0,05
Тр-р	4	5	Нейтраль АТ7 – СН АТЭЦ	0,4	-	-	0,53
Тр-р	5	6	СН АТЭЦ – Генератор 6	0,37	12,30	-	0,09
Тр-р	5	7	СН АТЭЦ – Генератор 5	0,37	12,30	-	0,09
Тр-р	5	8	СН АТЭЦ – Нейтраль Т4	0,50	22,00	-	1,00
Тр-р	8	9	Нейтраль Т4 – ННТ4	0,50	13,60	-	0,09
Тр-р	8	10	Нейтраль Т4 – НН АТЭЦ	0,50	-	-	0,29
ЛЭП	11	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	2,85	6,05	-40	-
ЛЭП	12	11	Западная ВН – Шахта 7	1,49	2,56	-20	-
Тр-р	12	13	Западная ВН – Нейтраль т1 Западная	0,80	35,5	-	1,00
Тр-р	13	14	Нейтрально т1 Западная – СН Западная	0,80	-	-	0,32
Тр-р	13	15	Нейтраль т1 Западная – НН Западная	0,80	22,30	-	0,05
Тр-р	12	16	Западная ВН – Нейтраль т2 Западная	0,80	35,50	-	1,00

Тр-р	16	14	Нейтраль т2 Западная – СН Западная	0,80	-	-	0,05
Тр-р	16	15	Нейтраль т2 Западная – НН Западная	0,80	22,30	-	0,05
Тр-р	17	12	Давыдовка ВН - Западная	4,84	8,31	-50	-
Тр-р	17	12	Давыдовка ВН - Западная	5,95	8,44	-50	-
Тр-р	17	18	Давыдовка ВН – Нейтраль т1 Давыдовка	1,50	56,90	-	1,00
Тр-р	18	19	Нейтраль Т1 Давыдовка – СН Давыдовка	1,50	-	-	0,33
Тр-р	18	20	Нейтраль т1 Давыдовка – НН Давыдовка	1,50	35,79	-	0,052
Тр-р	17	21	Давыдовка ВН – Нейтраль т2 Давыдовка	1,50	56,90	-	1.00
Тр-р	21	19	Нейтраль т2 Давыдовка – СН Давыдовка	1,50	-	-	0,33
Тр-р	21	20	Нейтраль т2 Давыдовка – НН Давыдовка	1,50	35,70	-	0,05
ЛЭП	22	12	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	5,01	8,58	-50	-
ЛЭП	23	22	Раздольное 1 – отпайка Кипарисово	2,26	3,89	-50	-
ЛЭП	22	24	Отпайка Кипарисово - Кипарисово	0,01	0,02	-50	-
ЛЭП	23	25	Раздольное 1 -Пушкинская	1,83	3,88	-30	-
ЛЭП	25	17	Пушкинская – Давыдовка ВН	6,27	13,3	-90	-
ЛЭП	26	23	Раздольное 2 – Раздольное 1	0,19	0,34	-10	-
ЛЭП	27	26	Тереховка – Раздольное 2	4,88	8,37	-50	-
ЛЭП	28	27	Уссурйск-1 - Тереховка	4,76	8,16	-50	-
ЛЭП	5	28	СН АТЭС – Уссурйск-1	3,09	7,89	-50	-
ЛЭП	29	28	УКФ – Уссурйск - 1	0,91	3,09	-50	-

Продолжение таблицы 37

ЛЭП	30	29	Междуречье - УКФ	0,67	2,26	-20	-
ЛЭП	31	30	Уссурийск-2 СН – Междуречье	1,31	4,43	-30	-
ЛЭП	31	32	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	4,74	6,73	-40	-
ЛЭП	32	33	Уссурийск/т – Надеждинская/т	4,99	10,58	-70	-
ЛЭП	33	12	Надеждинская/т – Западная ВН	3,25	6,89	-40	-
ЛЭП	10	34	НН АТЭЦ – Шахтовая	1,29	3,31	-20	-
ЛЭП	34	35	Шахтовая - Артемовская	0,71	1,22	-10	-
ЛЭП	35	14	Артемовская – СН Западная	4,76	4,72	-30	-
Тр-р	36	38	Уссурийск-2 ВН – нейтраль У-2	0,50	48,60	-	1,00
Тр-р	38	31	Нейтраль У-2 – Уссурийск-2 СН	0,50	-	-	0,53
Тр-р	38	37	Нейтраль У-2 – Уссурийск-2 НН	0,50	82,5	-	0,05
ЛЭП	5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	6,91	14,66	-94	-
ЛЭП	5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	6,91	14,66	-94	-

Таблица 38 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	U, кВ	ΔU , %
1	2	3
Генератор 8	10,5	5,00
Генератор 7	10,5	5,00
СН АТЭЦ	118,03	7,30
Генератор 6	10,5	5,00
Генератор 5	10,5	5,00
Нейтраль Т4	116,39	5,89
НН Т4	10,60	5,99

Продолжение таблицы 38

Шахта 7	117,24	6,58
Западная ВН	117,07	6,42
Нейтраль т1 Западная	115,60	5,09
СН Западная	37,56	7,31
Нейтраль т2 Западная	115,60	5,09
Давыдовка ВН	116,11	5,55
Нейтраль т1 Давыдовка	115,69	5,17
СН Давыдовка	38,17	9,06
Нейтраль т2 Давыдовка	115,69	5,17
Раздольное 1	117,33	6,66
Отпайка Кипарисово	117,26	6,60
Кипарисово	117,26	6,60
Пушкинская	117,07	6,43
Раздольное 2	117,37	6,70
Тереховка	118,33	7,57
Уссурийск-1	119,26	8,42
УКФ	120,01	9,10
Междуречье	120,63	9,66
Уссурийск-2 СН	120,97	9,69
Уссурийск/т	119,79	8,88
Надеждинская/т	117,88	7,16
Шахтовая	32,40	-7,44
Артемовская	32,02	-8,51
Уссурийск-2 ВН	239,98	9,08
Нейтраль У-2	232,54	5,70

По результатам таблицы 38, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 39 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 39 – Токовая загрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
35	14	Артемовская – СН Западная	-	-	-	-	-
34	35	Шахтовая – Артемовская	209	209	265	265	78,7
27	26	Тереховка – Раздольное 2	67	68	300	300	22,6
17	12	Давыдовка ВН – Западная ВН	41	40	330	330	12,4
17	12	Давыдовка ВН – Западная ВН	38	38	330	330	11,5
32	33	Уссурийск/г – Надеждинская/г	159	160	339	339	47,2
12	11	Западная ВН – Шахта 7	9	10	337	337	2,8
22	12	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	21	22	375	375	6,0
23	22	Раздольное 1 – Отпайка Кипарисово	21	22	375	375	5,9
22	24	Отпайка Кипарисово – Кипарисово	3	3	375	375	0,9
25	17	Пушкинская – Давыдовка ВН	36	38	375	375	10,1
26	23	Раздольное 2 – Раздольное 1	67	67	375	375	17,8
28	27	Уссурийск- 1 – Тереховка	69	70	375	375	18,7
23	25	Раздольное 1 – Пушкинская	36	36	422	422	8,6
5	28	СН АТЭС – Уссурийск-1	182	180	422	422	43,1

33	12	Наеждинская/т – Западная ВН	116	116	422	422	27,6
31	32	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	207	208	422	422	47,0
5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	6	8	450	450	1,7
5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	6	8	450	450	1,7
10	34	НН АТЭЦ – Шахтовая	330	33	510	510	64,7
11	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	20	19	600	600	3,3
29	28	УКФ – Уссурийск-1	265	267	600	600	44,4
30	29	Междуречье – УКФ	270	270	600	600	45,0
31	30	Уссурийск-2 СН - Междуречье	285	285	600	600	47,6

Инач – ток в начале ЛЭП

Икон – ток в конце ЛЭП

Идоп и Идоп.расч – фактический и расчетный допустимый ток в ЛЭП

Самой загруженной линией в данном режиме является «Шахтовая –
Артемовская».

Для того, чтобы убедиться, что в будущем данная система будет работоспособна, мы так же рассчитываем минимальный режим по прогнозам через 5 лет.

Таблица 40 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	Номер	Название	Uном, кВ	Pнагр, МВт	Qнагр, МВар	Pген, МВт	Qген, МВар	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	Генератор 8	10	0	0	100.0	25.9	11
Нагр	2	ВН АТЭЦ	220	0	0	0	0	224,87
Ген	3	Генератор 7	10	0	0	100.0	35.0	11
Нагр	4	Нейтраль АТ7	220	0	0	0	0	223,05

Продолжение таблицы 40

База	5	СН АТЭЦ	110	0	0	-366,3	-68,6	118,03
Ген	6	Генератор 6	10	0	0	100	29,2	11
Ген	7	Генератор 5	10	0	0	100	29,2	11
Нагр	8	Нейтраль Т4	110	0	0	0	0	116,38
Нагр	9	НН Т4	10	0	0	0	0	10,59
Нагр	10	НН АТЭЦ	35	0	0	0	0	33,73
Нагр	11	Шахта 7	110	5,9	2,3	0	0	117,10
Нагр	12	Западная ВН	110	0	0	0	0	116,88
Нагр	13	Нейтраль т1 Западная	110	0	0	0	0	115,29
Нагр	14	СН Западная	35	7,5	2,6	0	0	37,46
Нагр	15	НН Западная	6	5,6	2,2	0	0	5,97
Нагр	16	Нейтраль т2 Западная	110	0	0	0	0	115,29
Нагр	17	Давыдовка ВН	110	22,1	1,4	0	0	115,80
Нагр	18	Нейтраль т1 Давыдовка	110	0	0	0	0	115,33
Нагр	19	СН Давыдовка	35	1,7	0,6	0	0	38,05
Нагр	20	НН Давыдовка	6	1,5	0,6	0	0	5,99
Нагр	21	Нейтраль т2 Давыдовка	110	0	0	0	0	115,33
Нагр	22	Отпайка кипарисово	110	0	0	0	0	117,12
Нагр	23	Раздольное 1	110	2,1	0,9	0	0	117,05
Нагр	24	Кипарисово	110	0,6	0,2	0	0	117,05
Нагр	25	Пушкинская	110	0,1	0,1	0	0	116,84
Нагр	26	Раздольное 2	110	0,2	0,1	0	0	117,15
Нагр	27	Тереховка	110	0,8	0,3	0	0	118,17
Нагр	28	Уссурийск-1	110	3,9	1,1	0	0	119,17
Нагр	29	УКФ	110	1,1	0,4	0	0	119,90
Нагр	30	Междуречье	110	3,5	1,3	0	0	120,51
Нагр	31	Уссурийск-2 СН	110	0	0	0	0	121,84
Нагр	32	Уссурийск/т	110	10,0	4,0	0	0	119,61

Продолжение таблицы 40

Нагр	33	Надеждинская/т	110	8,9	3,6	0	0	117,70
Нагр	34	Шахтовкая	35	6,8	2,6	0	0	32,31
Нагр	35	Артемовская	35	10,7	4,4	0	0	31,90
Нагр	36	Уссурийск-2 ВН	220	0	0	110	40	239,73
Нагр	37	Уссурийск-2 НН	10	0	0	0	0	10,45
Нагр	38	Нейтраль У-2	220	0	0	0	0	232,30

Таблица 41 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	Ннач	Нкон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Коэф. Транс
1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	2	1	ВН АТЭЦ – Генератор 8	1,08	39,70	-	0,05
Тр-р	2	4	ВН АТЭЦ – Нейтраль АТ7	0,2	25,5	-	1,00
Тр-р	4	3	Нейтраль АТ7 – Генератор 7	0,2	45,10	-	0,05
Тр-р	4	5	Нейтраль АТ7 – СН АТЭЦ	0,4	-	-	0,53
Тр-р	5	6	СН АТЭЦ – Генератор 6	0,37	12,30	-	0,09
Тр-р	5	7	СН АТЭЦ – Генератор 5	0,37	12,30	-	0,09
Тр-р	5	8	СН АТЭЦ – Нейтраль Т4	0,50	22,00	-	1,00
Тр-р	8	9	Нейтраль Т4 – ННТ4	0,50	13,60	-	0,09
Тр-р	8	10	Нейтраль Т4 – НН АТЭЦ	0,50	-	-	0,29
ЛЭП	11	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	2,85	6,05	-40	-
ЛЭП	12	11	Западная ВН – Шахта 7	1,49	2,56	-20	-
Тр-р	12	13	Западная ВН – Нейтраль т1 Западная	0,80	35,5	-	1,00
Тр-р	13	14	Нейтрально т1 Западная – СН Западная	0,80	-	-	0,32
Тр-р	13	15	Нейтраль т1 Западная – НН Западная	0,80	22,30	-	0,05
Тр-р	12	16	Западная ВН – Нейтраль т2 Западная	0,80	35,50	-	1,00

Продолжение таблицы 41

Тр-р	16	14	Нейтраль т2 Западная – СН Западная	0,80	-	-	0,05
Тр-р	16	15	Нейтраль т2 Западная – НН Западная	0,80	22,30	-	0,05
Тр-р	17	12	Давыдовка ВН - Западная	4,84	8,31	-50	-
Тр-р	17	12	Давыдовка ВН - Западная	5,95	8,44	-50	-
Тр-р	17	18	Давыдовка ВН – Нейтраль т1 Давыдовка	1,50	56,90	-	1,00
Тр-р	18	19	Нейтраль Т1 Давыдовка – СН Давыдовка	1,50	-	-	0,33
Тр-р	18	20	Нейтраль т1 Давыдовка – НН Давыдовка	1,50	35,79	-	0,052
Тр-р	17	21	Давыдовка ВН – Нейтраль т2 Давыдовка	1,50	56,90	-	1,00
Тр-р	21	19	Нейтраль т2 Давыдовка – СН Давыдовка	1,50	-	-	0,33
Тр-р	21	20	Нейтраль т2 Давыдовка – НН Давыдовка	1,50	35,70	-	0,05
ЛЭП	22	12	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	5,01	8,58	-50	-
ЛЭП	23	22	Раздольное 1 – отпайка Кипарисово	2,26	3,89	-50	-
ЛЭП	22	24	Отпайка Кипарисово - Кипарисово	0,01	0,02	-50	-
ЛЭП	23	25	Раздольное 1 -Пушкинская	1,83	3,88	-30	-
ЛЭП	25	17	Пушкинская – Давыдовка ВН	6,27	13,3	-90	-
ЛЭП	26	23	Раздольное 2 – Раздольное 1	0,19	0,34	-10	-
ЛЭП	27	26	Тереховка – Раздольное 2	4,88	8,37	-50	-
ЛЭП	28	27	Уссурйск-1 - Тереховка	4,76	8,16	-50	-
ЛЭП	5	28	СН АТЭЦ – Уссурйск-1	3,09	7,89	-50	-
ЛЭП	29	28	УКФ – Уссурйск - 1	0,91	3,09	-50	-

Продолжение таблицы 41

ЛЭП	30	29	Междуречье - УКФ	0,67	2,26	-20	-
ЛЭП	31	30	Уссурийск-2 СН – Междуречье	1,31	4,43	-30	-
ЛЭП	31	32	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	4,74	6,73	-40	-
ЛЭП	32	33	Уссурийск/т – Надеждинская/т	4,99	10,58	-70	-
ЛЭП	33	12	Надеждинская/т – Западная ВН	3,25	6,89	-40	-
ЛЭП	10	34	НН АТЭЦ – Шахтовая	1,29	3,31	-20	-
ЛЭП	34	35	Шахтовая - Артемовская	0,71	1,22	-10	-
ЛЭП	35	14	Артемовская – СН Западная	4,76	4,72	-30	-
Тр-р	36	38	Уссурийск-2 ВН – нейтраль У-2	0,50	48,60	-	1,00
Тр-р	38	31	Нейтраль У-2 – Уссурийск-2 СН	0,50	-	-	0,53
Тр-р	38	37	Нейтраль У-2 – Уссурийск-2 НН	0,50	82,5	-	0,05
ЛЭП	5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	6,91	14,66	-94	-
ЛЭП	5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	6,91	14,66	-94	-

Таблица 42 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	U, кВ	ΔU , %
1	2	3
Генератор 8	10,5	5,00
Генератор 7	10,5	5,00
СН АТЭЦ	118,03	7,30
Генератор 6	10,5	5,00
Генератор 5	10,5	5,00
Нейтраль Т4	116,38	5,75
НН Т4	10,59	5,86

Продолжение таблицы 42

Шахта 7	117,10	7,18
Западная ВН	116,88	7,22
СН Западная	37,46	8,76
Давыдовка ВН	115,80	6,87
СН Давыдовка	38,05	9,54
Раздольное 1	117,12	7,60
Отпайка Кипарисово	117,05	7,50
Кипарисово	117,05	7,50
Пушкинская	116,84	7,21
Раздольное 2	117,15	7,50
Тереховка	118,17	8,43
Уссурийск-1	119,17	9,34
УКФ	119,90	9,51
Междуречье	120,51	9,81
Уссурийск-2 СН	121,84	9,92
Уссурийск/т	119,61	9,73
Надеждинская/т	117,70	8,00
Шахтовая	32,31	-8,69
Артемовская	31,90	-9,85
Уссурийск-2 ВН	239,73	9,77
Нейтраль У-2	232,30	6,59

По результатам таблицы 42, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 43 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 43 – Токовая загрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
35	14	Артемовская – СН Западная	-	-	-	-	-
34	35	Шахтовая – Артемовская	213	213	265	265	80,5
27	26	Тереховка – Раздольное 2	68	69	300	300	22,9
17	12	Давыдовка ВН – Западная ВН	46	46	330	330	13,9
17	12	Давыдовка ВН – Западная ВН	43	43	330	330	13,0
32	33	Уссурийск/г – Надеждинская/г	158	159	339	339	47,0
12	11	Западная ВН – Шахта 7	9	10	337	337	3,1
22	12	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	19	21	375	375	5,6
23	22	Раздольное 1 – Отпайка Кипарисово	20	21	375	375	5,6
22	24	Отпайка Кипарисово – Кипарисово	4	3	375	375	10,3
25	17	Пушкинская – Давыдовка ВН	37	38	375	375	18,1
26	23	Раздольное 2 – Раздольное 1	68	68	375	375	19,2
28	27	Уссурийск- 1 – Тереховка	72	72	375	375	8,8
23	25	Раздольное 1 – Пушкинская	37	37	422	422	41,5
5	28	СН АТЭС – Уссурийск-1	175	174	422	422	27,1

33	12	Наеждинская/т – Западная ВН	114	114	422	422	47,3
31	32	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	208	209	422	422	2,8
5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	13	12	450	450	2,8
5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	13	12	450	450	67,4
10	34	НН АТЭЦ – Шахтовая	343	344	510	510	4,7
11	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	28	28	600	600	4,7
29	28	УКФ – Уссурийск-1	261	263	600	600	43,8
30	29	Междуречье – УКФ	267	267	600	600	44,5
31	30	Уссурийск-2 СН - Междуречье	284	284	600	600	47,4

Инач – ток в начале ЛЭП

Икон – ток в конце ЛЭП

Идоп и Идоп.расч – фактический и расчетный допустимый ток в ЛЭП

10.3 Расчет послеаварийного режима и его анализ

Для расчета послеаварийного режима была выбрана самая загруженная линия, которой была «Артемовская – Шахтовая»

Результаты расчета минимального установившегося режима сведены в таблицы 44-51

Таблица 44 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	Номер	Название	Uном, кВ	Pнагр, МВт	Qнагр, МВар	Pген, МВт	Qген, МВар	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	Генератор 8	10	0	0	100.0	25.9	11
Нагр	2	ВН АТЭЦ	220	0	0	0	0	224,87
Ген	3	Генератор 7	10	0	0	100.0	35.0	11

Продолжение таблицы 44

Нагр	4	Нейтраль АТ7	220	0	0	0	0	223,05
База	5	СН АТЭЦ	110	0	0	-366,3	-68,6	118,03
Ген	6	Генератор 6	10	0	0	100	29,2	11
Ген	7	Генератор 5	10	0	0	100	29,2	11
Нагр	8	Нейтраль Т4	110	0	0	0	0	116,48
Нагр	9	НН Т4	10	0	0	0	0	11
Нагр	10	НН АТЭЦ	35	0	0	0	0	33,76
Нагр	11	Шахта 7	110	9,9	3,9	0	0	117,24
Нагр	12	Западная ВН	110	0	0	0	0	117,07
Нагр	13	Нейтраль т1 Западная	110	0	0	0	0	115,60
Нагр	14	СН Западная	35	10,3	4,1	0	0	37,56
Нагр	15	НН Западная	6	11,3	4,5	0	0	5,99
Нагр	16	Нейтраль т2 Западная	110	0	0	0	0	115,60
Нагр	17	Давыдовка ВН	110	37,7	9,4	0	0	116,11
Нагр	18	Нейтраль т1 Давыдовка	110	0	0	0	0	115,69
Нагр	19	СН Давыдовка	35	1,8	0,7	0	0	38,17
Нагр	20	НН Давыдовка	6	2,2	0,9	0	0	6,01
Нагр	21	Нейтраль т2 Давыдовка	110	0	0	0	0	115,69
Нагр	22	Отпайка кипарисово	110	0	0	0	0	117,26
Нагр	23	Раздольное 1	110	2,8	1,1	0	0	117,33
Нагр	24	Кипарисово	110	1,0	0,4	0	0	117,26
Нагр	25	Пушкинская	110	0,1	0,1	0	0	117,07
Нагр	26	Раздольное 2	110	0,5	0,2	0	0	117,37
Нагр	27	Тереховка	110	0,6	0,2	0	0	118,33
Нагр	28	Уссурийск-1	110	6,0	2,4	0	0	119,26
Нагр	29	УКФ	110	5,7	2,3	0	0	120,01
Нагр	30	Междуречье	110	5,1	2,1	0	0	120,63
Нагр	31	Уссурийск-2 СН	110	0	0	0	0	120,97

Продолжение таблицы 44

Нагр	32	Уссурийск/т	110	9,5	3,8	0	0	119,76
Нагр	33	Надеждинская/т	110	8,5	3,4	0	0	117,88
Нагр	34	Шахтовкая	35	6,2	2,5	0	0	32,40
Нагр	35	Артемовская	35	10,1	4,0	0	0	32,02
Нагр	36	Уссурийск-2 ВН	220	0	0	110	40	239,98
Нагр	37	Уссурийск-2 НН	10	0	0	0	0	10,46
Нагр	38	Нейтраль У-2	220	0	0	0	0	232,54

Таблица 45 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	Ннач	Нкон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Коэф. Транс
1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	2	1	ВН АТЭЦ – Генератор 8	1,08	39,70	-	0,05
Тр-р	2	4	ВН АТЭЦ – Нейтраль АТ7	0,2	25,5	-	1,00
Тр-р	4	3	Нейтраль АТ7 – Генератор 7	0,2	45,10	-	0,05
Тр-р	4	5	Нейтраль АТ7 – СН АТЭЦ	0,4	-	-	0,53
Тр-р	5	6	СН АТЭЦ – Генератор 6	0,37	12,30	-	0,09
Тр-р	5	7	СН АТЭЦ – Генератор 5	0,37	12,30	-	0,09
Тр-р	5	8	СН АТЭЦ – Нейтраль Т4	0,50	22,00	-	1,00
Тр-р	8	9	Нейтраль Т4 – ННТ4	0,50	13,60	-	0,09
Тр-р	8	10	Нейтраль Т4 – НН АТЭЦ	0,50	-	-	0,29
ЛЭП	11	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	2,85	6,05	-40	-
ЛЭП	12	11	Западная ВН – Шахта 7	1,49	2,56	-20	-
Тр-р	12	13	Западная ВН – Нейтраль т1 Западная	0,80	35,5	-	1,00
Тр-р	13	14	Нейтрально т1 Западная – СН Западная	0,80	-	-	0,32
Тр-р	13	15	Нейтраль т1 Западная – НН Западная	0,80	22,30	-	0,05
Тр-р	12	16	Западная ВН – Нейтраль т2 Западная	0,80	35,50	-	1,00

Продолжение таблицы 45

Тр-р	16	14	Нейтраль т2 Западная – СН Западная	0,80	-	-	0,05
Тр-р	16	15	Нейтраль т2 Западная – НН Западная	0,80	22,30	-	0,05
Тр-р	17	12	Давыдовка ВН - Западная	4,84	8,31	-50	-
Тр-р	17	12	Давыдовка ВН - Западная	5,95	8,44	-50	-
Тр-р	17	18	Давыдовка ВН – Нейтраль т1 Давыдовка	1,50	56,90	-	1,00
Тр-р	18	19	Нейтраль Т1 Давыдовка – СН Давыдовка	1,50	-	-	0,33
Тр-р	18	20	Нейтраль т1 Давыдовка – НН Давыдовка	1,50	35,79	-	0,052
Тр-р	17	21	Давыдовка ВН – Нейтраль т2 Давыдовка	1,50	56,90	-	1,00
Тр-р	21	19	Нейтраль т2 Давыдовка – СН Давыдовка	1,50	-	-	0,33
Тр-р	21	20	Нейтраль т2 Давыдовка – НН Давыдовка	1,50	35,70	-	0,05
ЛЭП	22	12	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	5,01	8,58	-50	-
ЛЭП	23	22	Раздольное 1 – отпайка Кипарисово	2,26	3,89	-50	-
ЛЭП	22	24	Отпайка Кипарисово - Кипарисово	0,01	0,02	-50	-
ЛЭП	23	25	Раздольное 1 -Пушкинская	1,83	3,88	-30	-
ЛЭП	25	17	Пушкинская – Давыдовка ВН	6,27	13,3	-90	-
ЛЭП	26	23	Раздольное 2 – Раздольное 1	0,19	0,34	-10	-
ЛЭП	27	26	Тереховка – Раздольное 2	4,88	8,37	-50	-
ЛЭП	28	27	Уссурйск-1 - Тереховка	4,76	8,16	-50	-
ЛЭП	5	28	СН АТЭЦ – Уссурйск-1	3,09	7,89	-50	-
ЛЭП	29	28	УКФ – Уссурйск - 1	0,91	3,09	-50	-

Продолжение таблицы 45

ЛЭП	30	29	Междуречье - УКФ	0,67	2,26	-20	-
ЛЭП	31	30	Уссурийск-2 СН – Междуречье	1,31	4,43	-30	-
ЛЭП	31	32	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	4,74	6,73	-40	-
ЛЭП	32	33	Уссурийск/т – Надеждинская/т	4,99	10,58	-70	-
ЛЭП	33	12	Надеждинская/т – Западная ВН	3,25	6,89	-40	-
ЛЭП	10	34	НН АТЭЦ – Шахтовая	1,29	3,31	-20	-
ЛЭП	34	35	Шахтовая - Артемовская	0,71	1,22	-10	-
ЛЭП	35	14	Артемовская – СН Западная	4,76	4,72	-30	-
Тр-р	36	38	Уссурийск-2 ВН – нейтраль У-2	0,50	48,60	-	1,00
Тр-р	38	31	Нейтраль У-2 – Уссурийск-2 СН	0,50	-	-	0,53
Тр-р	38	37	Нейтраль У-2 – Уссурийск-2 НН	0,50	82,5	-	0,05
ЛЭП	5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	6,91	14,66	-94	-
ЛЭП	5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	6,91	14,66	-94	-

Таблица 46 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	U, кВ	ΔU , %
1	2	3
Генератор 8	10,5	5,00
Генератор 7	10,5	5,00
СН АТЭЦ	118,03	7,30
Генератор 6	10,5	5,00
Генератор 5	10,5	5,00
Нейтраль Т4	116,48	5,89
НН Т4	10,60	5,99

Продолжение таблицы 46

Шахта 7	117,24	6,58
Западная ВН	117,07	6,42
Нейтраль т1 Западная	115,60	5,09
СН Западная	37,56	7,31
Нейтраль т2 Западная	115,60	5,09
Давыдовка ВН	116,11	5,55
Нейтраль т1 Давыдовка	115,69	5,17
СН Давыдовка	38,17	9,06
Нейтраль т2 Давыдовка	115,69	5,17
Раздольное 1	117,33	6,66
Отпайка Кипарисово	117,26	6,60
Кипарисово	117,26	6,60
Пушкинская	117,07	6,43
Раздольное 2	117,37	6,70
Тереховка	118,33	7,57
Уссурийск-1	119,26	8,42
УКФ	120,01	9,10
Междуречье	120,63	9,66
Уссурийск-2 СН	120,97	9,69
Уссурийск/т	119,79	8,88
Надеждинская/т	117,88	7,16
Шахтовая	32,40	-7,44
Артемовская	32,02	-8,51
Уссурийск-2 ВН	239,98	9,08
Нейтраль У-2	232,54	5,70

По результатам таблицы 46, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 47 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 47 – Токовая нагрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч., А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
35	14	Артемовская – СН Западная	177	177	265	265	67,0
34	35	Шахтовая – Артемовская	-	-	-	-	-
27	26	Тереховка – Раздольное 2	91	92	300	300	30,6
17	12	Давыдовка ВН – Западная ВН	83	83	338	338	25,3
17	12	Давыдовка ВН – Западная ВН	78	77	330	330	23,5
32	33	Уссурийск/т – Надеждинская/т	164	165	330	330	50
12	11	Западная ВН – Шахта 7	70	69	337	337	20,7
22	12	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	14	16	375	375	4,3
23	22	Раздольное 1 – Отпайка Кипарисово	18	19	375	375	4,9
22	24	Отпайка Кипарисово – Кипарисово	5	5	375	375	1,5
25	17	Пушкинская – Давыдовка ВН	53	55	375	375	14,7
26	23	Раздольное 2 – Раздольное 1	85	85	375	375	22,7
28	27	Уссурийск- 1 – Тереховка	89	90	375	375	24
23	25	Раздольное 1 – Пушкинская	53	54	422	422	12,7
5	28	СН АТЭС – Уссурийск-1	111	109	422	422	26,2

Продолжение таблицы 47

33	12	Наеждинская/т – Западная ВН	121	122	422	422	28,8
31	32	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	212	213	442	442	48,2
5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	62	64	450	450	14,2
5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	62	64	450	450	14,2
10	34	НН АТЭЦ – Шахтовая	115	115	510	510	22,5
11	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	122	121	600	600	20,3
29	28	УКФ – Уссурийск-1	228	229	600	600	38,2
30	29	Междуречье – УКФ	257	257	600	600	42,9
31	30	Уссурийск-2 СН - Междуречье	283	282	600	600	47,2

Инач – ток в начале ЛЭП

Икон – ток в конце ЛЭП

Идоп и Идоп.расч – фактический и расчетный допустимый ток в ЛЭП

Самой загруженной линией в данном режиме является «Шахтовая –
Артемовская».

Для того, чтобы убедиться, что в будущем данная система будет работоспособна, мы так же рассчитываем послеаварийный режим по прогнозам через 5 лет.

Таблица 48 – Значения параметров сети в узлах схемы

Тип	Номер	Название	Uном, кВ	Pнагр, МВт	Qнагр, МВар	Pген, МВт	Qген, МВар	U, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	1	Генератор 8	10	0	0	100.0	25.9	11
Нагр	2	ВН АТЭЦ	220	0	0	0	0	224,87
Ген	3	Генератор 7	10	0	0	100.0	35.0	11
Нагр	4	Нейтраль АТ7	220	0	0	0	0	223,05
База	5	СН АТЭЦ	110	0	0	-366,3	-68,6	118,03
Ген	6	Генератор 6	10	0	0	100	29,2	11
Ген	7	Генератор 5	10	0	0	100	29,2	11
Нагр	8	Нейтраль Т4	110	0	0	0	0	116,38
Нагр	9	НН Т4	10	0	0	0	0	10,59
Нагр	10	НН АТЭЦ	35	0	0	0	0	33,73
Нагр	11	Шахта 7	110	11,2	4,2	0	0	117,10
Нагр	12	Западная ВН	110	0	0	0	0	116,88
Нагр	13	Нейтраль т1 Западная	110	0	0	0	0	115,29
Нагр	14	СН Западная	35	11,3	4,5	0	0	37,46
Нагр	15	НН Западная	6	12,3	4,8	0	0	5,97
Нагр	16	Нейтраль т2 Западная	110	0	0	0	0	115,29
Нагр	17	Давыдовка ВН	110	39,7	11,4	0	0	115,80
Нагр	18	Нейтраль т1 Давыдовка	110	0	0	0	0	115,33
Нагр	19	СН Давыдовка	35	2,1	0,9	0	0	38,05
Нагр	20	НН Давыдовка	6	2,3	0,9	0	0	5,99
Нагр	21	Нейтраль т2 Давыдовка	110	0	0	0	0	115,33
Нагр	22	Отпайка кипарисово	110	0	0	0	0	117,12
Нагр	23	Раздольное 1	110	3,0	1,2	0	0	117,05
Нагр	24	Кипарисово	110	1,2	0,5	0	0	117,05
Нагр	25	Пушкинская	110	0,1	0,1	0	0	116,84
Нагр	26	Раздольное 2	110	0,6	0,2	0	0	117,15

Продолжение таблицы 48

Нагр	27	Тереховка	110	0,7	0,3	0	0	118,17
Нагр	28	Уссурийск-1	110	6,1	2,4	0	0	119,17
Нагр	29	УКФ	110	5,8	2,3	0	0	119,90
Нагр	30	Междуречье	110	5,3	2,2	0	0	120,51
Нагр	31	Уссурийск-2 СН	110	0	0	0	0	121,84
Нагр	32	Уссурийск/т	110	9,6	3,9	0	0	119,61
Нагр	33	Надеждинская/т	110	8,6	3,5	0	0	117,70
Нагр	34	Шахтовкая	35	6,3	2,5	0	0	32,31
Нагр	35	Артемовская	35	10,7	4,3	0	0	31,90
Нагр	36	Уссурийск-2 ВН	220	0	0	110	40	239,73
Нагр	37	Уссурийск-2 НН	10	0	0	0	0	10,45
Нагр	38	Нейтраль У-2	220	0	0	0	0	232,30

Таблица 49 – Значения параметров сети в ветвях схемы

Тип	Nнач	Nкон	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Коэф. Транс
1	2	3	4	5	6	7	8
Тр-р	2	1	ВН АТЭЦ – Генератор 8	1,08	39,70	-	0,05
Тр-р	2	4	ВН АТЭЦ – Нейтраль АТ7	0,2	25,5	-	1,00
Тр-р	4	3	Нейтраль АТ7 – Генератор 7	0,2	45,10	-	0,05
Тр-р	4	5	Нейтраль АТ7 – СН АТЭЦ	0,4	-	-	0,53
Тр-р	5	6	СН АТЭЦ – Генератор 6	0,37	12,30	-	0,09
Тр-р	5	7	СН АТЭЦ – Генератор 5	0,37	12,30	-	0,09
Тр-р	5	8	СН АТЭЦ – Нейтраль Т4	0,50	22,00	-	1,00
Тр-р	8	9	Нейтраль Т4 – ННТ4	0,50	13,60	-	0,09
Тр-р	8	10	Нейтраль Т4 – НН АТЭЦ	0,50	-	-	0,29
ЛЭП	11	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	2,85	6,05	-40	-
ЛЭП	12	11	Западная ВН – Шахта 7	1,49	2,56	-20	-
Тр-р	12	13	Западная ВН – Нейтраль т1 Западная	0,80	35,5	-	1,00

Продолжение таблицы 49

Тр-р	13	14	Нейтрально т1 Западная – СН Западная	0,80	-	-	0,32
Тр-р	13	15	Нейтраль т1 Западная – НН Западная	0,80	22,30	-	0,05
Тр-р	12	16	Западная ВН – Нейтраль т2 Западная	0,80	35,50	-	1,00
Тр-р	16	14	Нейтраль т2 Западная – СН Западная	0,80	-	-	0,05
Тр-р	16	15	Нейтраль т2 Западная – НН Западная	0,80	22,30	-	0,05
Тр-р	17	12	Давыдовка ВН - Западная	4,84	8,31	-50	-
Тр-р	17	12	Давыдовка ВН - Западная	5,95	8,44	-50	-
Тр-р	17	18	Давыдовка ВН – Нейтраль т1 Давыдовка	1,50	56,90	-	1,00
Тр-р	18	19	Нейтраль Т1 Давыдовка – СН Давыдовка	1,50	-	-	0,33
Тр-р	18	20	Нейтраль т1 Давыдовка – НН Давыдовка	1,50	35,79	-	0,052
Тр-р	17	21	Давыдовка ВН – Нейтраль т2 Давыдовка	1,50	56,90	-	1,00
Тр-р	21	19	Нейтраль т2 Давыдовка – СН Давыдовка	1,50	-	-	0,33
Тр-р	21	20	Нейтраль т2 Давыдовка – НН Давыдовка	1,50	35,70	-	0,05
ЛЭП	22	12	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	5,01	8,58	-50	-
ЛЭП	23	22	Раздольное 1 – отпайка Кипарисово	2,26	3,89	-50	-
ЛЭП	22	24	Отпайка Кипарисово - Кипарисово	0,01	0,02	-50	-
ЛЭП	23	25	Раздольное 1 -Пушкинская	1,83	3,88	-30	-
ЛЭП	25	17	Пушкинская – Давыдовка ВН	6,27	13,3	-90	-

Продолжение таблицы 49

ЛЭП	26	23	Раздольное 2 – Раздольное 1	0,19	0,34	-10	-
ЛЭП	27	26	Тереховка – Раздольное 2	4,88	8,37	-50	-
ЛЭП	28	27	Уссурийск-1 - Тереховка	4,76	8,16	-50	-
ЛЭП	5	28	СН АТЭЦ – Уссурийск-1	3,09	7,89	-50	-
ЛЭП	29	28	УКФ – Уссурийск - 1	0,91	3,09	-50	-
ЛЭП	30	29	Междуречье - УКФ	0,67	2,26	-20	-
ЛЭП	31	30	Уссурийск-2 СН – Междуречье	1,31	4,43	-30	-
ЛЭП	31	32	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	4,74	6,73	-40	-
ЛЭП	32	33	Уссурийск/т – Надеждинская/т	4,99	10,58	-70	-
ЛЭП	33	12	Надеждинская/т – Западная ВН	3,25	6,89	-40	-
ЛЭП	10	34	НН АТЭЦ – Шахтовая	1,29	3,31	-20	-
ЛЭП	34	35	Шахтовая - Артемовская	0,71	1,22	-10	-
ЛЭП	35	14	Артемовская – СН Западная	4,76	4,72	-30	-
Тр-р	36	38	Уссурийск-2 ВН – нейтраль У-2	0,50	48,60	-	1,00
Тр-р	38	31	Нейтраль У-2 – Уссурийск-2 СН	0,50	-	-	0,53
Тр-р	38	37	Нейтраль У-2 – Уссурийск-2 НН	0,50	82,5	-	0,05
ЛЭП	5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	6,91	14,66	-94	-
ЛЭП	5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	6,91	14,66	-94	-

Таблица 50 – Отклонения напряжений в рассматриваемой сети

Название	U, кВ	ΔU , %
1	2	3
Генератор 8	10,5	5,00
Генератор 7	10,5	5,00
СН АТЭЦ	118,03	7,30
Генератор 6	10,5	5,00
Генератор 5	10,5	5,00
Нейтраль Т4	116,38	5,81
НН Т4	10,59	5,92
Шахта 7	117,10	6,45
Западная ВН	116,88	6,25
СН Западная	37,46	7,02
Давыдовка ВН	115,80	5,28
СН Давыдовка	38,05	8,72
Раздольное 1	117,12	6,47
Отпайка Кипарисово	117,05	6,41
Кипарисово	117,05	6,41
Пушкинская	116,84	6,21
Раздольное 2	117,15	6,50
Тереховка	118,17	7,43
Уссурийск-1	119,17	8,34
УКФ	119,90	9,00
Междуречье	120,51	9,55
Уссурийск-2 СН	121,84	9,63
Уссурийск/г	119,61	8,73
Надеждинская/г	117,70	7,00
Шахтовая	32,31	-7,69
Артемовская	31,90	-8,85
Уссурийск-2 ВН	239,73	8,97
Нейтраль У-2	232,30	5,59

По результатам таблицы 50, отклонение напряжений на шинах ПС не превышают предельно допустимых значений.

В таблице 51 приведены значения токовой загрузки ЛЭП.

Таблица 51 – Токовая загрузка ВЛ

Ннач	Нкон	Название	Инач, А	Икон, А	Идоп, А	Идоп.расч.,А	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6	7	8
35	14	Артемовская – СН Западная	190	190	265	265	71,7
34	35	Шахтовая – Артемовская	-	-	-	-	-
27	26	Тереховка – Раздольное 2	91	92	300	300	30,6
17	12	Давыдовка ВН – Западная ВН	84	83	330	330	25,3
17	12	Давыдовка ВН – Западная ВН	90	89	330	330	27,2
32	33	Уссурийск/т – Надеждинская/т	166	167	339	339	49,2
12	11	Западная ВН – Шахта 7	80	80	337	337	23,8
22	12	Отпайка Кипарисово – Западная ВН	13	13	375	375	4,0
23	22	Раздольное 1 – Отпайка Кипарисово	18	18	375	375	4,9
22	24	Отпайка Кипарисово – Кипарисово	6	6	375	375	1,7
25	17	Пушкинская – Давыдовка ВН	56	56	375	375	13,3
26	23	Раздольное 2 – Раздольное 1	89	89	375	375	23,7
28	27	Уссурийск- 1 – Тереховка	94	94	375	375	25,2

Продолжение таблицы 51

23	25	Раздольное 1 – Пушкинская	56	56	422	422	13,3
5	28	СН АТЭЦ – Уссурийск-1	102	101	422	422	24,2
33	12	Наеждинская/т – Западная ВН	122	123	422	422	29,0
31	32	Уссурийск-2 СН – Уссурийск/т	214	215	422	422	48,7
5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	70	73	450	450	16,2
5	12	СН АТЭЦ – Западная ВН	70	73	450	450	16,2
10	34	НН АТЭЦ – Шахтовая	116	117	510	510	22,9
11	5	Шахта 7 – СН АТЭЦ	139	138	600	600	23,1
29	28	УКФ – Уссурийск-1	225	226	600	600	37,6
30	29	Междуречье – УКФ	254	255	600	600	42,5
31	30	Уссурийск-2 СН - Междуречье	281	282	600	600	47,0

Инач – ток в начале ЛЭП

Икон – ток в конце ЛЭП

Идоп и Идоп.расч – фактический и расчетный допустимый ток в ЛЭП

Анализируя вышеуказанные расчеты режимов можно прийти к выводу, что показатели тока и напряжения находятся в пределах допустимого уровня. В послеаварийном режиме, после отключения самой загруженной линии, питание на подстанцию начинает подаваться через обходную линию, сохраняя ее работоспособность. При этом, во время послеаварийного режима так же напряжение и ток находятся в пределах допустимого.

11 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАДЕЖДИНСКОГО РАЙОНА

Для создания новых, расширения действующих или реконструкции и технического перевооружения предприятий требуются материальные, трудовые и денежные ресурсы. Суммарные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они расходуются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды.

При расчете затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Укрупненных стоимостных показателей электрических сетей 35-1150 кВ» [20]. Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 г.

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=n}^{T_{ок-п}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=n}^{T_{ок-п}} (P_{чt} - I_{AMt}), \quad (74)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

T_n – момент начала производства;

I_{AMt} – амортизационные отчисления.

Существенный недостаток этого метода, это то, что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не

может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 3 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 4 года реализации.

$$ЧДД = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1 + E)^t}, \quad (75)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} - суммарные капиталовложения в проект;

I_t - полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

E – ставка рефинансирования, $E=0,12$.

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в приложении Б.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности (ЧДД) с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена на рисунке 10.

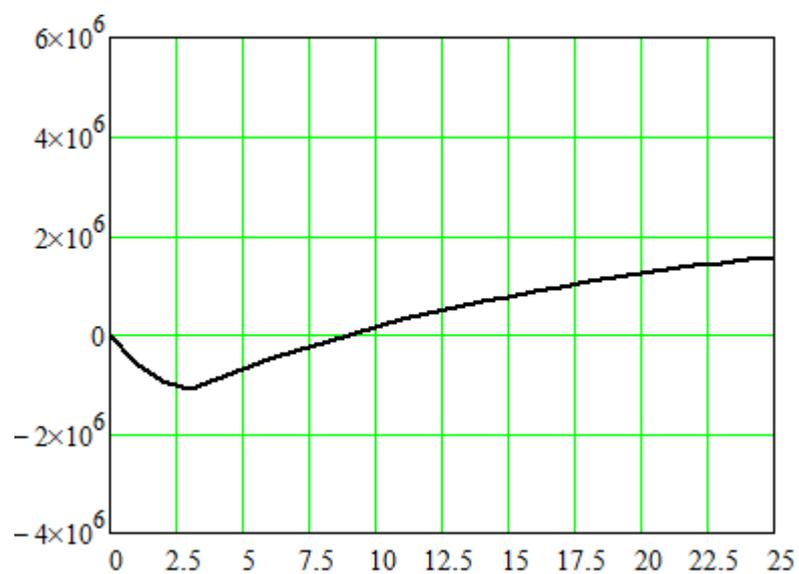


Рисунок 10 - Оценка экономической эффективности с учетом времени

Проведенные расчеты показали, что инвестиции в строительство ПС «Волково» экономически целесообразны.

Инвестиции окупятся за 9 лет.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В этом разделе ВКР рассматривается обеспечение безопасности при эксплуатации ПС 110/35/6 кВ Давыдовка и ВЛ - 110 кВ «ПС Давыдовка – Западная»

К реконструируемому объекту предъявляются требования по безопасности и экологичности. При проектировании и реконструкции ставятся задачи, связанные с расчетом шума, создаваемого трансформаторами, и защитой от загрязнений трансформаторным маслом.

Необходимо учитывать факторы, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте. Во избежание таковых данным разделом рассматриваются следующие вопросы:

- обеспечение пожарной безопасности на ПС Давыдовка;
- пожарная безопасность при эксплуатации реконструируемой ВЛ - 110 кВ.

Безопасность

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы

Работники, выполняющие работы в электроустановках, обязаны иметь профессиональную подготовку. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [19]:

- регулярное прохождение медицинского освидетельствования;
- обязательное прохождение инструктажа по общим правилам техники безопасности;
- после инструктажа выполняется запись в «Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте»;
- нахождение посторонних лиц на территории монтажной площадки строго запрещается;
- нахождение сотрудников в нетрезвом состоянии на территории площадки в любое время (рабочее и не рабочее) недопустимо.

- лица, нарушившие требования правил техники безопасности, несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность;

- каждый работник обязан знать и строго выполнять требования безопасности труда, относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте.

Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ-110 кВ «ПС Давыдовка – ПС Западная».

Ремонтные работы на отключенных линиях в отношении безопасности подразделяются на работы, которые выполняются:

- вдали от других действующих линий электропередачи;
- вблизи других действующих линий электропередачи.

Работы на отключенных линиях могут выполняться при осуществлении организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих [19].

Организационные мероприятия - допуск к работе, контроль во время работы, оформление окончания работ.

Технические мероприятия - отключение линий, проверка отсутствия напряжения на линии, наложение заземления на месте производства работ, ограждение места производства работ и развешивание разрешающих работу плакатов.

При ремонтных работах на проводах и тросах, отключенная линия должна заземляться на всех питающих ПС и в месте производства работ. При работах, связанных с разрезанием проводов, разъединяемые концы проводов необходимо предварительно соединять металлическим проводником с поперечным сечением, площадью - не менее 16 мм² [19].

В случае установки на металлических опорах временных тросовых оттяжек, они обязаны соединяться переносными заземлениями с объектом металлической опоры.

В случае параллельного прохождения ВЛ, электромагнитные поля действующих воздушных линий электропередачи наводят в проводах соседних

отключенных линий напряжения и токи, значение которых зависит от рабочего напряжения рабочей линии, параллельного прохождения, силы тока в ней, взаимного расположения проводов, состояния отключенной линии, сопротивления заземления и других факторов.

Меры безопасности, указанные выше, необходимо соблюдать при выполнении работ на отключенных воздушных линиях электропередачи, находящихся вблизи других рабочих линий. Специфическая особенность выполнения работ на таких линиях состоит в возможности появления на проводе отключенной линии наведенного электромагнитного потенциала, превышающего допустимое значение, равное 25 В.

Монтажные работы на высоте в открытых местах при силе ветра 6 баллов и более (скорость ветра 9,9 – 12,4 м/с) запрещены.

Во избежание травм в результате падения с высоты разных деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, а также запрещается бросать любые предметы с высоты опоры.

Безопасность при эксплуатации ОРУ ПС 110 кВ

Дороги с покрытием предусматриваются к зданию закрытого распределительного устройства (ЗРУ). Ширина проезжей части внутри площадочных дорог 4 метра. В ОРУ 110 кВ предусматривается проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных установок: габариты проезда 4 м по ширине и высоте.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния выбираются и устанавливаются следующим образом [19]:

- вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, дуга или другие происходящие при ее работе явления (искры, выброс газов т.д.) не могли привести к выходу из строя оборудования и возникновению короткого замыкания или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживавшему персоналу;

- при нарушении нормальных условий работы электроустановки должна быть обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленные действием короткого замыкания;

- при снятом напряжении с какой-либо цепи, относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции, она могла подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонту, без нарушения нормальной работы соседних цепей;

- была обеспечена возможность удобной перевозки оборудования.

Расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ, принятые на ПС:

- от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций - 900 мм; между проводами фаз - 1000 мм;

- от токоведущих частей и от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до габаритов транспортируемого оборудования - 1650 мм;

- от не огражденных токоведущих частей до земли и до кровли зданий при наибольшем провисании проводов - 3600 мм;

- от контакта и ножа разъединителя в отключенном положении ошиновки, присоединенной ко второму контакту - 1100 мм.

На ОРУ шины располагаются следующим образом:

- сборные и обходные шины, а также все секционные шины имеют со стороны главных трансформаторов на высоком напряжении шину А;

- ответвления от сборных шин выполняются так, чтобы расположение шин присоединений слева направо было - А-В-С, если смотреть со стороны шин трансформаторов.

Расположение шин ответвлений в ячейках независимо от их размещения по отношению к сборным шинам должно быть одинаковым.

Шины обозначаются при переменном трехфазном токе: шины фазы А - желтым цветом, эта же шина, используемая в качестве нулевой защитной продольными полосами обозначается желтым и зеленым цветом.

Заземляющие ножи окрашиваются в черный цвет. Рукоятки приводов заземляющих ножей окрашиваются в красный цвет, а рукоятки других приводов в цвета оборудования.

Вдоль обоих трансформаторов предусматривается проезд шириной 4 метра для обеспечения пожаробезопасности.

Экологичность

Негативное влияние, оказываемое трансформаторным маслом

Защита окружающей среды от загрязнений трансформаторным маслом на проектируемой ПС осуществляется в соответствии с разработанными инструкциями. В данном разделе рассматриваются необходимые мероприятия при сливе масла трансформаторов типа ТДТН-25000/110 У1 ПС «Давыдовка».

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов. Перед началом слива проверяется работоспособность всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Наконечники шлангов изготавливаются из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе. Нижний слив масла осуществляется через герметизированные сливные устройства. При открытии сливных устройств применяется инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования. Во время слива масла используются переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания. При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Сепараторы, которые установлены стационарно, должны иметь исправно работающую дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр – прессами устанавливаются поддоны для сбора масла и удаления его в специальную емкость.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторах массой масла более 1 т в единице (одном баке) должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [19]:

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

2) объем, имеющий маслоприемник с отводом масла, следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла или воды из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и подземным сооружениям, распространение пожара, засорение.

4) маслоприемники под трансформаторы с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприёмники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкцией и закрепляться металлической решеткой, поверх которой, должен быть насыпан слой чистого гравия толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы (фракция: 30 - 70 мм).

Рассчитываются габариты маслоприемника для трансформатора ТДТН-25000/110 У1. Габариты трансформатора в соответствии с: $A \times B \times H = 6,745 \times 3,715 \times 5,950$ м, масса масла $m_M = 17690$ кг.

Так как масса трансформаторного масла меньше 20 т, то маслоприемник выполняется без отвода масла.

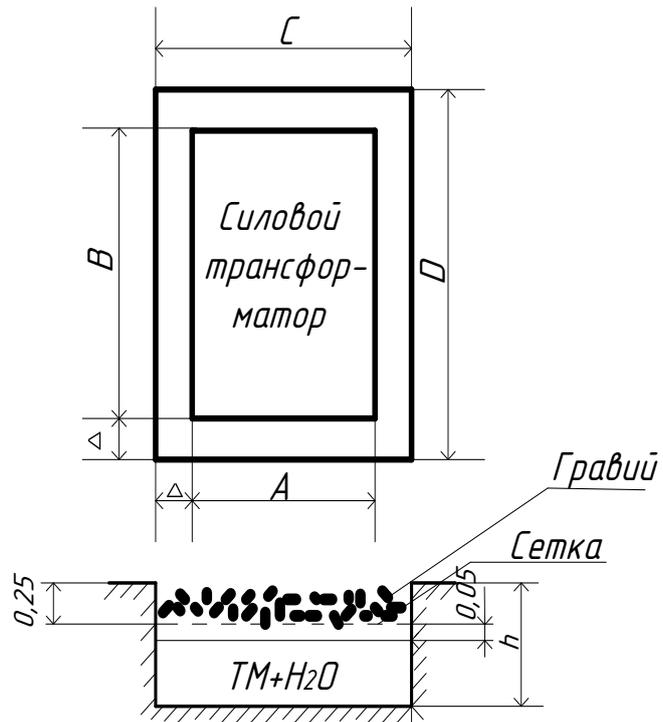


Рисунок 11 – Габариты маслоприёмника без отвода масла.

Необходимо определить габариты маслоприемника:

$$C = A + 2 \cdot \Delta, \quad (75)$$

$$D = B + 2 \cdot \Delta, \quad (76)$$

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (77)$$

где S_{mn} – площадь маслоприемника;

Δ – величина, на которую габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора, зависит от массы трансформаторного масла;

$$\Delta = 1,5 \text{ м};$$

C – длина маслоприемника, м;

D – ширина маслоприемника, м.

$$C = 6,745 + 2 \cdot 1,5 = 9,345 \text{ м};$$

$$D = 3,715 + 2 \cdot 1,5 = 6,715 \text{ м};$$

$$S_{mn} = 9,345 \cdot 6,715 = 62,75 \text{ м}^2.$$

Необходимо определить размеры маслоприемника. Объем маслоприёмника без отвода масла следует рассчитывать на приём 100% объёма масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площадей маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \frac{\text{л}}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$ в течение 30 минут.

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{mm} = \frac{M}{\rho}, \quad (78)$$

где ρ – плотность трансформаторного масла, равная $\rho_M = 850 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ [19].

$$V_{mm} = \frac{17690}{850} = 20,81 \text{ м}^3.$$

Объем воды от средств пожаротушения определяется по следующей формуле:

$$V_{воды} = I_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{бнз}), \quad (79)$$

где I_n – коэффициент интенсивности пожаротушения, равный $0,2 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с} \cdot \text{м}^2}$;

t – время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{бнз}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м^2 .

Значение площади боковых поверхностей трансформатора можно определить следующим образом:

$$S_{\text{бнз}} = 2 \cdot (A+B) \cdot H, \quad (80)$$

$$S_{\text{бнз}} = 2 \cdot (6,745+3,715) \cdot 5,950 = 124,47 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (62,75 + 124,47) = 67,39 \text{ м}^3.$$

Объем маслоприемника определяется следующим образом:

$$V_{\text{мп}} = V_{\text{тм}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}, \quad (81)$$

$$V_{\text{мп}} = 20,81 + 0,8 \cdot 67,39 = 74,72 \text{ м}^3.$$

Необходимо определить глубину маслоприемника. Ее значение можно найти по следующей формуле:

$$h_{\text{мп}} = h_{\text{мп}(тм+H_2O)} + h_{\text{вз}} + h_{\text{зр}}, \quad (82)$$

$$h_{\text{мп}(тм+H_2O)} = \frac{V_{\text{тм}} + V_{\text{воды}} \cdot 0,8}{S_{\text{мп}}}, \quad (83)$$

$$h_{\text{мп}} = \frac{20,81 + 67,39 \cdot 0,8}{62,75} + 0,05 + 0,25 = 1,49 \text{ м.}$$

Маслосборники вмещают полный объем масла одного трансформатора, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники оборудуются сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника,

ограждений маслоприемника и маслосборника защищены маслостойким покрытием.

В результате проведенного расчета получены следующие характеристики: площадь маслоприемника – 62,75 м² (9,345 х 6,715 м); объем масла – 20,81 м³; максимальный объем воды, необходимой для тушения пожара на трансформаторе – 67,39 м³; глубина маслоприемника 1,49 м; объем маслосборника – 74,72 м³.

Чрезвычайные ситуации

Обеспечение пожарной безопасности на ПС 110/35/6 кВ «Давыдовка»

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря должны оборудоваться пожарные щиты [19].

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Песок используется для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. На ОРУ ящики с песком ставятся у трансформаторов. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами.

Для указания местонахождения первичных средств пожаротушения должны быть установлены знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Необходимо предусмотреть установку системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре во всех помещениях ПС 110/35/6 кВ «Давыдовка».

Оповещение людей осуществляется подачей звуковых и световых сигналов. Для этого во всех защищаемых помещениях, зданиях и сооружениях устанавливаются звуковые оповещатели, которые запускаются автоматически, но также имеют возможность ручного пуска.

На пути эвакуации устанавливаются оповещатели светового типа, предназначенные для обозначения путей эвакуации, включение которых происходит автоматически. Дополнительно на путях эвакуации должны использоваться фотолюминесцентные табло, показывающие направление движения. Должна быть предусмотрена автоматическая разблокировка дверей, оснащённых электромагнитными замками.

Для тушения пожара на силовом трансформаторе должен быть предусмотрен противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней водопроводной сети [19].

Пожарная безопасность при эксплуатации ВЛ-110 кВ «ПС Давыдовка – ПС Западная»

Для обеспечения пожарной безопасности при эксплуатации ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. При осмотре ВЛ необходимо проверять противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров [19].

Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации и в зависимости от их характера по указанию ответственного за электрохозяйство предприятия устранены или в кратчайший срок, или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном пожарном отношении состоянии. Следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев. Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением организации, в ведении которой находятся насаждения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы на тему «Реконструкция электрических сетей Надеждинского района Приморского края в связи с увеличением нагрузки» была реконструирована подстанция Давыдовка и ЛЭП от нее до ПС Западная.

В ходе реконструкции была выбрана оптимальная схема РУ ВН ПС Давыдовка, обеспечивающая надежный и бесперебойный транзит.

Замена оборудования была произведена в соответствии с климатогеографическими условиями установки, а также с большим запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания, и, следовательно, что оборудование способно выполнять свои функции в нормальном и аварийном режимах. Для надежной защиты оборудования был произведен расчет молниезащиты подстанции.

Выбранное конструктивное решение новой воздушной линии соответствует климатическим условиям, а также другим особенностям данного региона.

Для надежной защиты новых линий и трансформаторов были выбраны устройства релейной защиты и автоматики, а также рассчитаны соответствующие основные и резервные защиты.

С помощью спрогнозированных нагрузок, были выполнены расчеты максимальных, минимальных и послеаварийных режимов, из которых видно, что энергетическая система в полной мере снабжена устройствами КРМ и выбранное сечение и оборудование способно выдержать послеаварийные режимы. С помощью устройств КРМ видно, что данный участок сети в нормальных и послеаварийных режимах сможет поддерживать требуемые уровни напряжения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.
2. Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.positron.ru/> (дата обращения 17.06.20).
3. Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 28.05.2020).
4. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
5. География. Климат Надеждинского района [Электронный ресурс], URL: <http://old.pgpb.ru/cd/terra/nadezda/nad03.htm> (дата обращения: 01.06.2020)
6. Группа компаний Омеур [Электронный ресурс]. URL: <http://omeur.ru/mnogogrannie-opori.html> (дата обращения: 03.06.2020).
7. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск: АТОКСО, 1995. – 42 с.
8. ГОСТ 982-80 Масла трансформаторные. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3);
9. Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие.- М.: Издательство МЭИ, 2006.- 248с
10. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
11. Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.

12. Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.
13. ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ekra.ru/> (дата обращения: 03.06.2020).
14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.
15. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.
16. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
17. Измерительные приборы. Красноярск [Электронный ресурс], URL:<https://www.kipkr.ru/upload/iblock/40b/40ba053a4121388ff70b0ced2248aaea.pdf> (дата обращения: 10.06.2020)
18. 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.
19. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.
20. Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.
21. Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
22. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.200-2015
23. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.240.037-2010.
24. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учеб. пособие / С.А. Ульянов. - М.: Энергия, 2009. – 188 с.

25. ФСК [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/> (дата обращения: 14.06.2020).

26. Электрокабель [Электронный ресурс]. URL: <http://elektrokable.ru/> (дата обращения: 10.06.2020).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Основной расчёт токов КЗ был выполнен в ПВК RastrWin-3, определены периодические составляющие, далее определим аperiodические составляющие и ударные токи (для трёхфазных токов):

ПС Давыдовка

$$I_{\text{по.Давыдовка.110кВ}} := 8.43 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по.Давыдовка.35кВ}} := 5.72 \text{ кА}$$

$$I_{\text{по.Давыдовка.6кВ}} := 11.73 \text{ кА}$$

$$i_{\text{ао.Давыдовка.110кВ}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.Давыдовка.110кВ}} = 11.922 \text{ кА}$$

$$i_{\text{ао.Давыдовка.35кВ}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.Давыдовка.35кВ}} = 8.089 \text{ кА}$$

$$i_{\text{ао.Давыдовка.6кВ}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.Давыдовка.6кВ}} = 16.589 \text{ кА}$$

$$T_{\text{а.Давыдовка.110кВ}} := 0.03$$

$$T_{\text{а.Давыдовка.35кВ}} := 0.02$$

$$T_{\text{а.Давыдовка.6кВ}} := 0.01$$

$$k_{\text{у.Давыдовка.110кВ}} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.Давыдовка.110кВ}}}} = 1.717$$

$$k_{\text{у.Давыдовка.35кВ}} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.Давыдовка.35кВ}}}} = 1.607$$

$$k_{\text{у.Давыдовка.6кВ}} := 1 + e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.Давыдовка.6кВ}}}} = 1.368$$

$$i_{\text{ат.Давыдовка.110кВ}} := i_{\text{ао.Давыдовка.110кВ}} e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.Давыдовка.110кВ}}}} = 8.542 \text{ кА}$$

$$i_{\text{ат.Давыдовка.35кВ}} := i_{\text{ао.Давыдовка.35кВ}} e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.Давыдовка.35кВ}}}} = 4.906 \text{ кА}$$

$$i_{\text{ат.Давыдовка.6кВ}} := i_{\text{ао.Давыдовка.6кВ}} e^{\frac{-0.01}{T_{\text{а.Давыдовка.6кВ}}}} = 6.103 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд.Давыдовка.110кВ}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.Давыдовка.110кВ}} \cdot k_{\text{у.Давыдовка.110кВ}} = 20.464 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд.Давыдовка.35кВ}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.Давыдовка.35кВ}} \cdot k_{\text{у.Давыдовка.35кВ}} = 12.996 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд.Давыдовка.6кВ}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{по.Давыдовка.6кВ}} \cdot k_{\text{у.Давыдовка.6кВ}} = 22.691 \text{ кА}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$S_{\text{CH}} := \sqrt{20.7^2 + 9.5^2} = 22.776 \quad U_{\text{BH}} := 110 \quad U_{\text{CH}} := 35 \quad U_{\text{HH}} := 6$$

$$S_{\text{HH}} := \sqrt{4.5^2 + 0.8^2} = 4.571$$

$$S_{\text{BH}} := \sqrt{27^2 + 7.9^2} = 28.132$$

ВН

СН

НН

$$I_{\text{рабВН}} := \frac{S_{\text{BH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{BH}}} = 0.148 \quad I_{\text{рабСН}} := \frac{S_{\text{CH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CH}}} = 0.376 \quad I_{\text{рабНН}} := \frac{S_{\text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}} = 0.44$$

$$T_a := 0.02$$

$$\beta_{\text{НОМ}} := 40 \quad I_{\text{отк.НОМ}} := 50$$

$$t_{\text{пз}} := 2.5 \quad t_{\text{ос}} := 0.055$$

$$t_{\text{откл}} := t_{\text{пз}} + t_{\text{ос}} = 2.555 \quad t_{\text{а.НОМ}} := \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}}}{100} \cdot I_{\text{отк.НОМ}} = 28.284$$

$$T_{\text{а6}} := 0.02 \quad t_{\text{пз6}} := 2.5 \quad t_{\text{ос}} = 0.055 \quad T_{\text{а6}} := 0.01$$

$$B_{\text{к1}} := I_{\text{по.Давыдовка.110кВ}}^2 \cdot (2.555 + 0.3) = 202.89$$

$$B_{\text{к2}} := I_{\text{по.Давыдовка.35кВ}}^2 \cdot (2.555 + 0.2) = 90.139$$

$$B_{\text{к3}} := I_{\text{по.Давыдовка.6кВ}}^2 \cdot (2.555 + 0.1) = 365.309$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Длины линий

$$l_{\text{Западная.Давыдовка}} := 38.9$$

Мощности ПС

$$P_{\text{maxДавыдовка}} := 2.22$$

Суммарная длина проектируемой сети

$$L_1 := l_{\text{Западная.Давыдовка}} = 38.9 \text{ км}$$

Выбранные трансформаторы для данной схемы

Замена трансформаторов не требуется

Капиталовложения в строительство линий:

1. Стоимость ВЛ 110 кВ по базисным показателям с учетом территориального коэффициента

$$k_{\text{тер}} := 1.1$$

$$K_{\text{инфл}} := 9.5$$

Стальные опоры:

Для ВЛ 110 кВ для одноцепной линии

сечение до 150

$$k_{110.1} := 1280 \cdot k_{\text{тер}} \cdot 1.03 \cdot 1.05 \cdot 1.03 = 1568 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{з.д}} := l_{\text{Западная.Давыдовка}} \cdot k_{110.1} = 61.012 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в линии.

$$K_{\text{ВЛ}} := (K_{\text{з.д}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 579615 \text{ тыс.руб}$$

2. Вырубка просеки.

$$K_{\text{прос}} := 15 \cdot k_{\text{тер}} = 16.5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{просз.д}} := l_{\text{Западная.Давыдовка}} \cdot K_{\text{прос}} = 641.85 \text{ тыс.руб}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Суммарные вложения в вырубку просеки

$$K_{\text{прос}\Sigma} := (K_{\text{прос3.Д}}) = 642 \text{ тыс.руб}$$

3. Устройство лежневых дорог.

$$K_{\text{леж.дор}} := 370 \cdot k_{\text{тер}} = 407 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{леж.дор3.Д}} := I_{\text{Западная.Давыдовка}} \cdot K_{\text{леж.дор}} = 15.832 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения на устройство лежневых дорог

$$K_{\text{леж.дор}\Sigma} := K_{\text{леж.дор3.Д}} = 15.832 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

ИТОГО

$$K_{\Sigma} := K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{прос}\Sigma} + K_{\text{леж.дор}\Sigma} = 596.089 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

4. Строительство ВЛ с учетом прочих затрат.

$$K_{\text{ВЛ}\Sigma.\text{проч}} := K_{\Sigma} \cdot 1.125 = 670.6 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

5. Стоимость постоянного отвода земельного участка $k_{\text{отв.зем}} := 7 \cdot 10^{-3}$

$$K_{\text{пост.отв.зем}} := 65 \cdot k_{\text{отв.зем}} = 455 \times 10^{-3} \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.отв.зем3.Д}} := I_{\text{Западная.Давыдовка}} \cdot K_{\text{пост.отв.зем}} = 17.7 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.отв.зем}\Sigma} := K_{\text{пост.отв.зем3.Д}} = 17.7 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость строительства ВЛ

$$K_{\text{ВЛ.}\Sigma} := K_{\text{ВЛ}\Sigma.\text{проч}} + K_{\text{пост.отв.зем}\Sigma} = 670618 \text{ тыс.руб}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Капитальные затраты в подстанции:

Капиталовложения в ОРУ:

$$K_{\text{ору.Давыдовка}} := 30000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.сумм}} := K_{\text{ору.Давыдовка}} = 30 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость ячеек:

$$K_{\text{яч.Давыдовка}} := 2 \cdot 7300 = 14.6 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{яч.}\Sigma} := K_{\text{яч.Давыдовка}} = 14.6 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{\text{ору}\Sigma} := K_{\text{ору.сумм}} + K_{\text{яч.}\Sigma} = 44.6 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

$$K_{\text{пост.Давыдовка}} := 10750 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в постоянные затраты:

$$K_{\text{пост.сумм}} := K_{\text{пост.Давыдовка}} = 10.75 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{\text{ПС}} := (K_{\text{ору}\Sigma}) \cdot K_{\text{инфл}} \cdot k_{\text{тер}} = 466070 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость ПС с учетом строительства и прочих затрат

$$K_{\text{ПС.СТР}} := K_{\text{ПС}} \cdot 1.175 = 547632 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость постоянного отвода земель

$$S_{\text{ПС.Давыдовка}} := 10000 \cdot 0.4 = 4 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ПС.Зем.Давыдовка}} := S_{\text{ПС.Давыдовка}} \cdot k_{\text{отв.зем}} \cdot K_{\text{инфл}} = 266 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ПС.Зем.}\Sigma} := K_{\text{ПС.Зем.Давыдовка}} = 266 \text{ тыс.руб}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Итоговые капитальные вложения в ПС

$$K_{\text{ПС}\Sigma} := K_{\text{ПС.СТР}} + K_{\text{ПС.Зем.}\Sigma} = 547898 \quad \text{тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{ОБ}} := K_{\text{ПС}\Sigma} + K_{\text{ВЛ.}\Sigma} = 1218516 \quad \text{тыс.руб}$$

Расчет затрат на эксплуатацию электросетей:

Расчет эксплуатационных издержек:

Затраты на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

$$\alpha_{\text{ВЛ}} := 0.0065$$

$$\alpha_{\text{ПС}} := 0.0525$$

$$I_{\text{ЭКС}} := K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}} = 28.236 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб.}$$

Расчет амортизационных отчислений:

$$T_{\text{сл.ПС}} := 20 \quad \text{лет} \quad T_{\text{сл.ВЛ}} := 20 \quad \text{лет}$$

$$I_{\text{АМ}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{сл.ПС}}} + \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{сл.ВЛ}}} = 52.284 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб.}$$

Стоимость суммарных потерь электроэнергии:

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{трА}} := 487$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{тр.сумм}} := 215 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{ГОД}}$$

Потери в линиях:

$$\Delta W_{\text{вл.сумм}} := 659 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{ГОД}}$$

Суммарные потери:

$$\Delta W_{\Sigma} := \Delta W_{\text{тр.сумм}} + \Delta W_{\text{вл.сумм}} = 874 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{ГОД}}$$

$$c_0 := 2.29 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W_{\Sigma} = 2001 \quad \text{тыс.руб}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Общие издержки

$$I_{\Sigma} := I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W} = 82522 \text{ тыс.руб}$$

Штатная численность персонала:

Определение численности рабочих на ПС:

Нормативы численности рабочих по оперативному и техническому обслуживанию подстанций 35-220 кВ

Количество присоединений с выключателями 6 кВ и выше на подстанции, ед.	Численности рабочих на одну подстанцию, чел. при напряжении подстанции, кВ		
	35	110-150	220
до 20	0,66	1,22	2,60
21-50	0,74	1,35	2,81
более 50	0,87	1,59	3,18

$$n_{\text{ото}} := 1 \cdot 1.22 + 1 \cdot 0.66 = 1.88$$

Наименование устройств	Численность рабочих на 100 устройств, чел. при напряжении, кВ			
	6-20	35	110-150	220
Силовой трансформатор	1,62	3,77	8,25	13,72
Присоединение с воздушным выключателем	3,77	4,62	6,77	7,65
Присоединение с масляным или элегазовым выключателем	0,84	1,38	3,66	5,58
Присоединение с отделителем и короткозамккателем	0,48	1,25	1,56	2,04
Синхронный компенсатор до 30 МВАр	8,32			
Синхронный компенсатор более 30 МВАр	15,97			
Компрессор	5,10			
Статические конденсаторы	0,02			

$$n_{\text{раб.транс}} := \frac{8.25 \cdot 2}{100} = 0.165$$

Напряжение, кВ	Кол-во цепей на опорах	Численность рабочих на 100 км трассы линий, чел. при материале опор			
		металл	железобетон	дерево на ж.б. приставках	дерево
220	1	1,28	0,77	1,35	1,67
	2	1,67	1,35	-	-
110	1	1,23	0,64	1,09	1,28
	2	1,47	0,84	-	-
35	1	1,02	0,64	1,02	1,28
	2	1,42	0,84	-	-

$$n_{\text{раб.ВЛ}} := \frac{1.47 \cdot 38.9}{100} = 571.83 \times 10^{-3}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

$$n_{\text{выключ}} := \frac{3.66 \cdot 9}{100} = 329.4 \times 10^{-3}$$

$$n_{\text{рзиа}} := \frac{9.5}{100} \cdot 10 = 950 \times 10^{-3}$$

$$n_{\text{раб.сумм}} := n_{\text{ото}} + n_{\text{раб.транс}} + n_{\text{раб.ВЛ}} + n_{\text{выключ}} + n_{\text{рзиа}} = 3.896$$

Инженерно-технические работники:

$$n_{\text{диспетчер}} := 2$$

$$n_{\text{инженер.программист}} := 2$$

$$n_{\text{мастер}} := 2$$

$$n_{\text{инженер}} := 2$$

$$n_{\text{ИТР.сумм}} := (n_{\text{диспетчер}} + n_{\text{инженер.программист}} + n_{\text{мастер}} + n_{\text{инженер}}) \cdot 1 = 8$$

АУП

$$n_{\text{общее.руководство}} := 1$$

$$n_{\text{бух.учет}} := 1$$

$$n_{\text{мат.техн.снабжение}} := 1$$

$$n_{\text{производств.техн.деятельность}} := 1$$

$$n_{\text{охрана.труда}} := 1$$

$$n_{\text{техн.эк.планир}} := 1$$

$$n_{\text{АУП.сумм}} := \left(n_{\text{общее.руководство}} + n_{\text{бух.учет}} + n_{\text{мат.техн.снабжение}} \dots \right. \\ \left. + n_{\text{производств.техн.деятельность}} + n_{\text{охрана.труда}} + n_{\text{техн.эк.планир}} \right)$$

$$n_{\text{общ.численность}} := n_{\text{раб.сумм}} + n_{\text{ИТР.сумм}} + n_{\text{АУП.сумм}} = 17.896$$

$$N_{\text{числ}} := 18$$

Общая численность персонала на 1 ПС составляет 18 человека

Расчет заработной платы:

Средняя зар.плага по Приморскому

$$ЗП_{\text{ср}} := 41 \quad \text{тыс.руб.}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

$$\text{ФЗП}_{\text{год}} := N_{\text{числ}} \cdot \text{ЗП}_{\text{ср}} \cdot 12 = 8.856 \times 10^3 \text{ тыс.руб./год}$$

Отчисления в пенсионный фонд: 22 %

Отчисления в фонд социального страхования: 2.9 %

Отчисления в федеральный фонд обяз.

медицинского страхования: 5.1 %

ИТОГО: 30 %

$$\text{СВ}_3 := \text{ФЗП}_{\text{год}} \cdot 0.3 = 2.657 \times 10^3 \text{ тыс.руб./год}$$

Себестоимость электроэнергии

Полезно отпускаемая электроэнергия за год, то же, что и потребляемая:

$$\Sigma P_p := 4.2 \text{ МВт} \quad T_{\text{max}} := 6500 \text{ ч}$$

$$W_{\text{год}} := \Sigma P_p \cdot T_{\text{max}} = 27300 \text{ МВт*ч/год}$$
 количество отпускаемой и потребленной энергии в год

Затраты на текущий ремонт:

$$K_{\text{ОБ}} = 1.219 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$\text{ТР} := 0.03 \cdot K_{\text{ОБ}} = 36.555 \times 10^3 \text{ тыс.руб./год}$$

Прочие расходы определяются:

$$I_{\text{ПР}} := 0.3 \cdot (I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + \text{ФЗП}_{\text{год}}) + 0.03 \cdot K_{\Sigma} = 45.296 \times 10^3$$

$$I_{\Sigma} := I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ПР}} + I_{\Delta W} + \text{ФЗП}_{\text{год}} = 136.674 \times 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$C := \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{год}}} = 5.006 \text{ руб./кВт*ч}$$

Экономия тыс.руб. от вывода в резерв ДЭС

$$P_{\text{асх}} := 0.22 \text{ расход топлива дизельной электростанции кг/кВт в час}$$

одном литре дизельного топлива - 830-930 г.
принимая 1 л.=0,86 кг.

$$C_{\text{дизтопливо}} := 0.036 \text{ тыс.руб за литр.}$$

тогда получим, следующую экономию:

$$E := C_{\text{дизтопливо}} \cdot \frac{P_{\text{асх}} \cdot (W_{\text{год}} \cdot 1000)}{0.86} = 251.414 \times 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Стоимостная оценка результатов строительства ПС:

$$\Sigma T_i := 5.8 \quad \text{руб./кВт*ч} \quad \text{Для Приморского края}$$

Тариф на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей в Приморском крае на второе полугодие 2020 года

$$O_p := W_{\text{год}} \cdot \Sigma T_i + E = 409.754 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб.}$$

Оценка экономической эффективности проекта:

$$P_{6t} := O_p - I_{\Sigma} = 273.08 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб.}$$

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t := 0.2 \cdot P_{6t} = 54.616 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$I_t := I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} = 82.522 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$\Delta_t := O_p - I_t - H_t - K_{\Sigma} = -323.473 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации

$$P_p := P_{6t} - H_t = 218.464 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб.}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$E := 0.0625 \quad \text{ставка рефинансирования}$$

Пусть наш проект реализовывается в течении 3 лет

$$ЧДД_0 := 0$$

$$ЧДД_1 := \frac{\frac{1.5}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1 + E)^1} = -573.419 \times 10^3$$

$$ЧДД_2 := \frac{\frac{1}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1 + E)^2} = -359.793 \times 10^3$$

$$ЧДД_3 := \frac{\frac{0.5}{3} \cdot (-K_{\text{ОБ}})}{(1 + E)^3} = -169.314 \times 10^3$$

$$ЧДД_4 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^4} = 213.912 \times 10^3$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^5} = 201.329 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_6 := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^6} = 189.486 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_7 := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^7} = 178.34 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_8 := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^8} = 167.849 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^9} = 157.976 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{10}} = 148.683 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{11}} = 139.937 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{12}} = 131.706 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{13}} = 123.958 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{14}} = 116.667 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{15}} = 109.804 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{16}} = 103.345 \times 10^3$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

$$\text{ЧДД}_{17} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{17}} = 97.266 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{18}} = 91.544 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{19} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{19}} = 86.159 \times 10^3$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^{20}} = 81.091 \times 10^3$$

С нарастающим итогом

$$\text{ч}_1 := \text{ЧДД}_0 = 0$$

$$\text{ч}_2 := \text{ЧДД}_0 + \text{ЧДД}_1 = -573.419 \times 10^3$$

$$\text{ч}_3 := \text{ч}_2 + \text{ЧДД}_2 = -933.212 \times 10^3$$

$$\text{ч}_4 := \text{ч}_3 + \text{ЧДД}_3 = -1.103 \times 10^6$$

$$\text{ч}_5 := \text{ч}_4 + \text{ЧДД}_4 = -888.614 \times 10^3$$

$$\text{ч}_6 := \text{ч}_5 + \text{ЧДД}_5 = -687.285 \times 10^3$$

$$\text{ч}_7 := \text{ч}_6 + \text{ЧДД}_6 = -497.798 \times 10^3$$

$$\text{ч}_8 := \text{ч}_7 + \text{ЧДД}_7 = -319.458 \times 10^3$$

$$\text{ч}_9 := \text{ч}_8 + \text{ЧДД}_8 = -151.609 \times 10^3$$

$$\text{ч}_{10} := \text{ч}_9 + \text{ЧДД}_9 = 6.367 \times 10^3$$

$$\text{ч}_{11} := \text{ч}_{10} + \text{ЧДД}_{10} = 155.05 \times 10^3$$

$$\text{ч}_{12} := \text{ч}_{11} + \text{ЧДД}_{11} = 294.988 \times 10^3$$

$$\text{ч}_{13} := \text{ч}_{12} + \text{ЧДД}_{12} = 426.693 \times 10^3$$

$$\text{ч}_{14} := \text{ч}_{13} + \text{ЧДД}_{13} = 550.651 \times 10^3$$

$$\text{ч}_{15} := \text{ч}_{14} + \text{ЧДД}_{14} = 667.318 \times 10^3$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

$$\varphi_{16} := \varphi_{15} + \text{ЧДД}_{15} = 777.122 \times 10^3$$

$$\varphi_{17} := \varphi_{16} + \text{ЧДД}_{16} = 880.466 \times 10^3$$

$$\varphi_{18} := \varphi_{17} + \text{ЧДД}_{17} = 977.732 \times 10^3$$

$$\varphi_{19} := \varphi_{18} + \text{ЧДД}_{18} = 1.069 \times 10^6$$

$$\varphi_{20} := \varphi_{19} + \text{ЧДД}_{19} = 1.155 \times 10^6$$

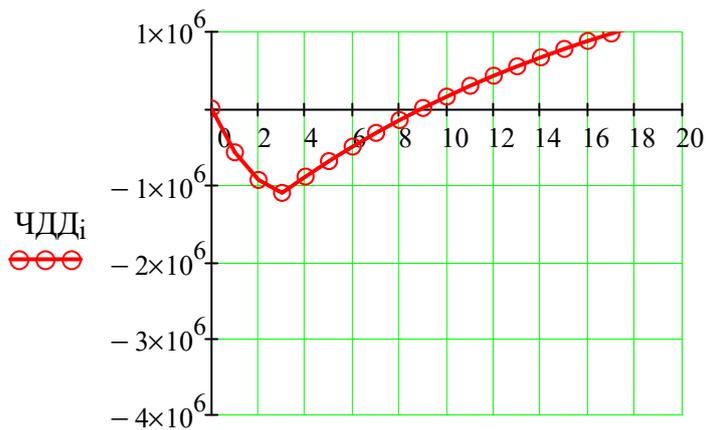
$$\varphi_{21} := \varphi_{20} + \text{ЧДД}_{20} = 1.237 \times 10^6$$

$T_i :=$

- 0
- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17
- 18
- 19
- 20

$\text{ЧДД}_i :=$

- φ_1
- φ_2
- φ_3
- φ_4
- φ_5
- φ_6
- φ_7
- φ_8
- φ_9
- φ_{10}
- φ_{11}
- φ_{12}
- φ_{13}
- φ_{14}
- φ_{15}
- φ_{16}
- φ_{17}
- φ_{18}
- φ_{19}
- φ_{20}
- φ_{21}



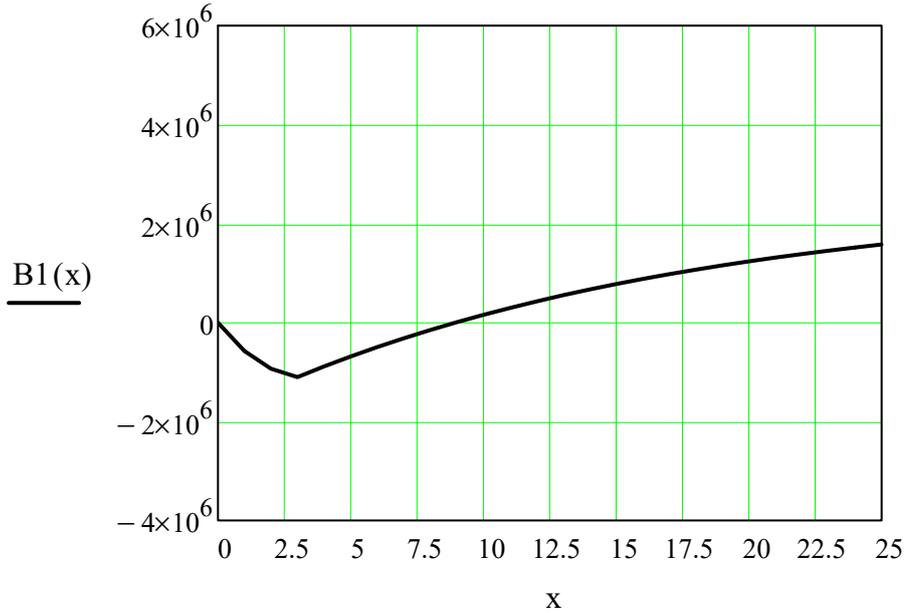
T_i

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ Б

```

S := cspline(Ti, ЧДДi)
x := 0..25
B1(x) := interp(S, Ti, ЧДДi, x)

```



$B1(1) = -573.419 \times 10^3$	
$B1(2) = -933.212 \times 10^3$	$B1(14) = 667.318 \times 10^3$
$B1(3) = -1.103 \times 10^6$	$B1(15) = 777.122 \times 10^3$
$B1(4) = -888.614 \times 10^3$	$B1(16) = 880.466 \times 10^3$
$B1(5) = -687.285 \times 10^3$	$B1(17) = 977.732 \times 10^3$
$B1(6) = -497.798 \times 10^3$	$B1(18) = 1.069 \times 10^6$
$B1(7) = -319.458 \times 10^3$	$B1(19) = 1.155 \times 10^6$
$B1(8) = -151.609 \times 10^3$	$B1(20) = 1.237 \times 10^6$
$B1(9) = 6.367 \times 10^3$	
$B1(10) = 155.05 \times 10^3$	
$B1(11) = 294.988 \times 10^3$	
$B1(12) = 426.693 \times 10^3$	
$B1(13) = 550.651 \times 10^3$	